

Informe Mensual

NOVIEMBRE 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: 30-I I-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

Noviembre 2003

- La demanda de energía eléctrica en el mes de noviembre alcanzó los 18.724 GWh, con un crecimiento del 5,4% respecto al año anterior. Corregidos los efectos de la laboralidad y las temperaturas, este crecimiento se estima en un 4,8%.
- La energía producible hidráulica registrada este mes se sitúa un 72,8% por encima de la energía producible característica en este período.
- A finales de mes, las reservas del conjunto de los embalses se situaron al 57,2% de su capacidad total, tercer valor más alto registrado en un mes de noviembre desde 1966.

I. BALANCE DE PRODUCCIÓN

BALANCE DE ENERGÍA ELÉCTRICA PENINSULAR

Concepto	Mes		Año 2003		365 Días	
	GWh	Δ %	GWh	Δ %	GWh	Δ %
HIDROELÉCTRICA	3.116	52,6	34.078	86,1	38.294	90,0
NUCLEAR	5.480	-2,2	56.069	-2,0	61.887	-1,6
Hulla + Antracita	2.923	-7,7	34.090	-10,1	36.471	-12,7
Lignito Pardo	1.266	-3,6	13.011	-11,5	13.960	-13,2
Lignito Negro	723	-4,6	7.561	-17,2	8.040	-19,2
Carbón Importación	1.094	-4,5	12.413	1,7	13.395	-0,8
TOTAL CARBÓN	6.006	-5,9	67.075	-9,3	71.867	-11,6
Gas Natural	1.579	83,3	17.533	59,2	18.300	55,9
Fuel-Oil	88	-69,6	4.182	-57,4	4.372	-61,5
PRODUCCIÓN BRUTA	16.269	7,2	178.937	5,1	194.721	3,9
Consumos Producción	680	1,1	7.392	-4,4	8.004	-5,8
PRODUCCIÓN NETA	15.589	7,5	171.545	5,5	186.717	4,3
Adquirida Autoproduct.	3.492	4,6	35.386	12,8	39.069	15,3
PRODUCCIÓN TOTAL NETA	19.081	6,9	206.931	6,7	225.786	6,1
Consumos en Bombeo	329	-42,4	4.284	-31,7	4.968	-27,3
Saldo Internacional	-28	-	1.379	-	1.625	-70,8
DEMANDA	18.724	5,4	204.026	5,9	222.442	5,1

CUADRO I



BALANCE DE PRODUCCIÓN

BALANCE MENSUAL PENINSULAR DE ENERGÍA ELÉCTRICA GWh														
Concepto	Dic.	Ene.	Feb.	Mar.	Abr.	May.	Jun.	Jul.	Ago.	Sep.	Oct.	Nov.	T. Año Móvil	
	2002					2003								
Hidroeléctrica	4.216	5.545	4.274	4.367	3.581	3.430	2.339	2.030	1.612	1.784	2.000	3.116	38.294	
Térmica Nuclear	5.818	5.744	5.148	4.876	4.881	5.001	4.660	5.652	5.556	4.338	4.733	5.480	61.887	
Térmica Convencional	5.750	6.054	6.922	6.560	5.684	6.588	9.641	10.274	10.007	10.010	9.378	7.676	94.541	
PRODUCCION BRUTA	15.784	17.343	16.344	15.803	14.146	15.019	16.640	17.956	17.175	16.132	16.111	16.269	194.721	
Consumos Producción	612	634	618	623	554	603	727	784	766	717	686	680	8.004	
PRODUCCION NETA	15.172	16.709	15.726	15.180	13.592	14.416	15.913	17.172	16.409	15.415	15.425	15.589	186.717	
Adquirida Autoprod.	3.682	3.937	3.273	3.343	3.545	3.315	2.845	2.924	2.591	2.812	3.309	3.492	39.069	
PROD. TOTAL NETA	18.854	20.646	18.999	18.523	17.137	17.731	18.758	20.096	19.000	18.227	18.734	19.081	225.786	
Consumos en Bombeo	684	587	380	369	219	266	416	420	472	437	390	329	4.968	
Saldo Internacional	246	26	51	247	-37	134	409	237	123	160	55	-28	1.625	
DEMANDA	18.417	20.084	18.671	18.400	16.882	17.598	18.751	19.915	18.651	17.950	18.398	18.724	222.442	
Δ % Mensual	-2,4	3,9	9,9	4,4	-0,7	2,5	8,0	7,9	12,6	6,0	4,7	5,4	-	
Δ % 365 días	2,7	2,5	3,1	3,3	2,5	2,5	3,0	3,3	4,4	4,7	4,6	5,1	5,1	

CUADRO 2

BALANCE ELÉCTRICO DE PAÍSES DE LA UCTE GWh JULIO 2003												
Países	B	D	E	F	GR	I	L	NL	A	P	CH	Total
Hidroeléctrica	78	1.580	2.261	3.779	543	4.416	83	0	2.867	621	4.079	20.307
Térmica Nuclear	3.387	11.563	5.408	33.172	—	—	0	332	0	0	2.190	56.052
Térmica Convencional	2.824	26.305	12.428	2.948	4.156	22.008	105	7.431	940	2.773	240	82.158
PROD.TOTAL NETA I	6.289	39.448	20.097	39.899	4.699	26.424	188	7.763	3.807	3.394	6.509	158.517
Saldo Internacional	196	1.149	237	-5.004	393	4.210	425	1.067	419	329	-1.750	1.644
Consumos en Bombeo	94	783	420	554	77	835	104	0	283	65	317	3.532
DEMANDA 2												
Mensual	6.364	39.814	19.915	34.341	5.015	29.799	509	8.830	3.943	3.658	4.442	156.630
Δ %	1,4	3,9	7,9	3,0	1,9	5,8	2,0	1,6	1,4	4,5	2,3	4,1
Año Móvil	84.015	505.669	217.564	442.297	486.638	316.180	6.076	109.598	51.321	41.863	58.973	1.882.194
Δ %	1,5	1,8	3,3	1,2	1,4	2,3	1,3	1,2	-1,7	3,1	1,1	1,8
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 1.165 MW y 9.230 MW, la realizada con carbón ha alcanzado un valor mínimo de 4.267 MW y máximo de 9.657 MW; el fuel-gas tuvo un mínimo de 1.268 MW y un máximo de 4.996 MW; las importaciones alcanzaron un mínimo de 525 MW y un máximo 1.964 MW; y la energía adquirida por el Sistema a los productores en régimen especial registró valores programados horarios comprendidos entre los 2.560 MW y los 5.713 MW. La producción nuclear ha tenido una producción horaria media de 7.359 MW.

MONÓTONA DE DEMANDA MENSUAL

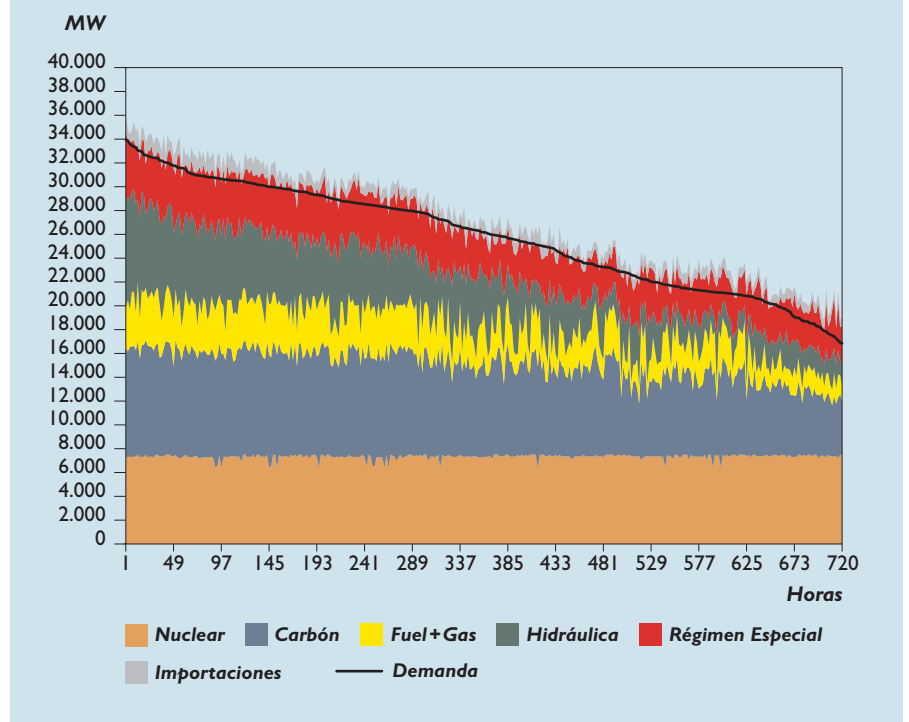


GRÁFICO 1

VALORES MÁXIMOS DE POTENCIA MEDIA HORARIA SEMANALES

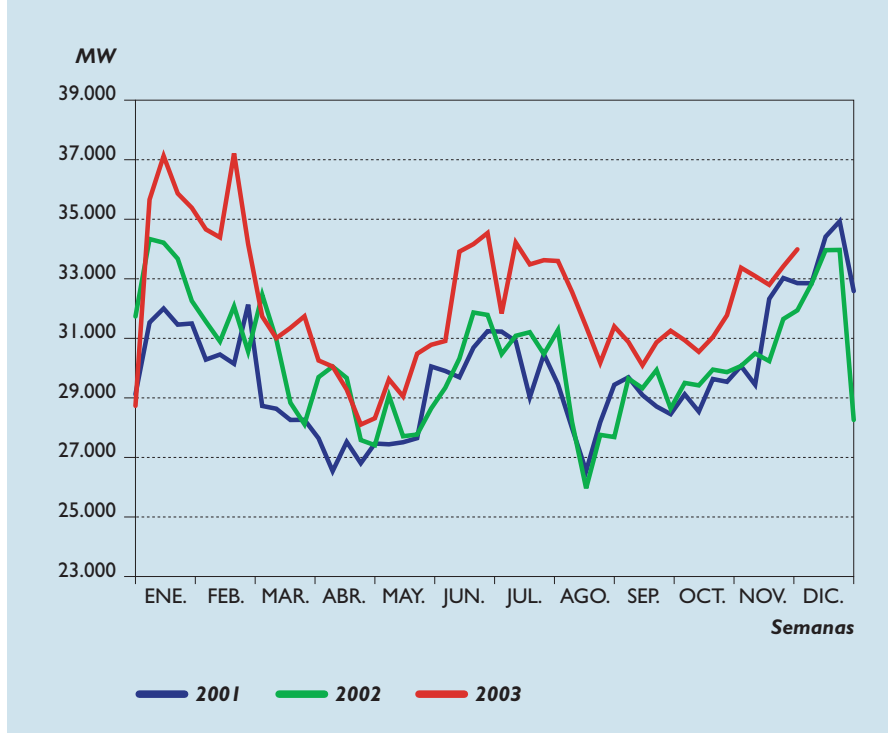


GRÁFICO 2

El máximo de demanda de potencia media horaria del mes se registró el día 27 con 33.990 MW a las 20 horas. Este valor es superior en 1.515 MW al máximo registrado en el mes de noviembre de 2002.



DEMANDA

En el mes, la demanda en b.c. creció un 5,4%. En noviembre, las temperaturas fueron más bajas que las del año anterior, aportando 1,2 puntos a la variación de la demanda. El efecto de la laboralidad ha supuesto 0,6 puntos negativos.

DESGLOSE DE LA VARIACIÓN DE LA DEMANDA

Mes	Energía GWh	% (2)
Demanda Total	18.724	5,4
COMPONENTES (1)		
Efecto Laboralidad		-0,6
Efecto Temperatura (3)		1,2
Efecto Act. Económica y Otros		4,8
Acumulado Año		
Demanda Total	204.026	5,9
COMPONENTES (1)		
Efecto Laboralidad		0,2
Efecto Temperatura (3)		1,0
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)

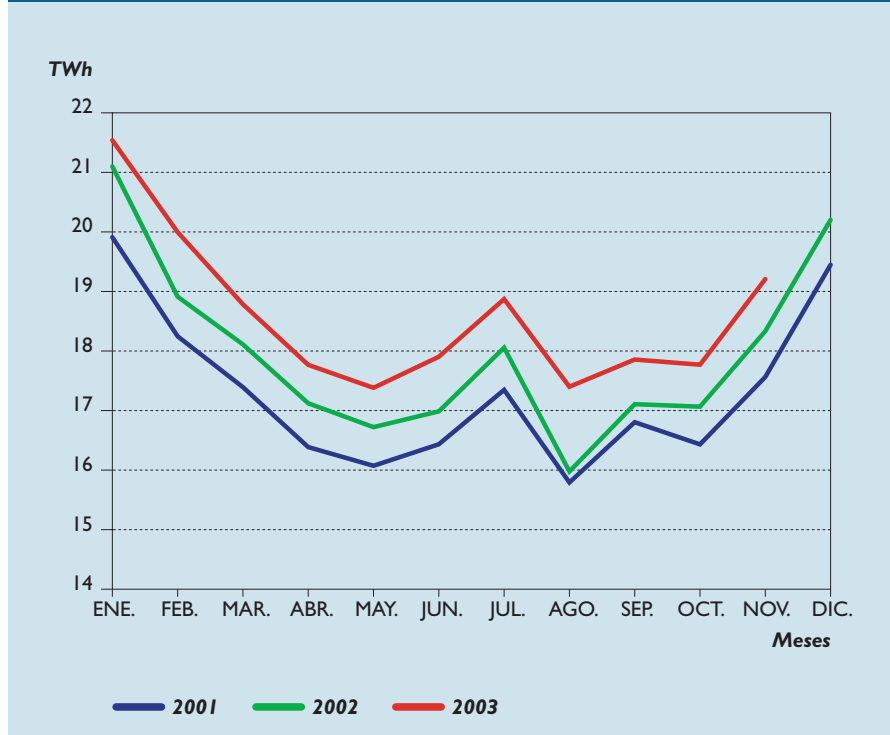


GRÁFICO 3

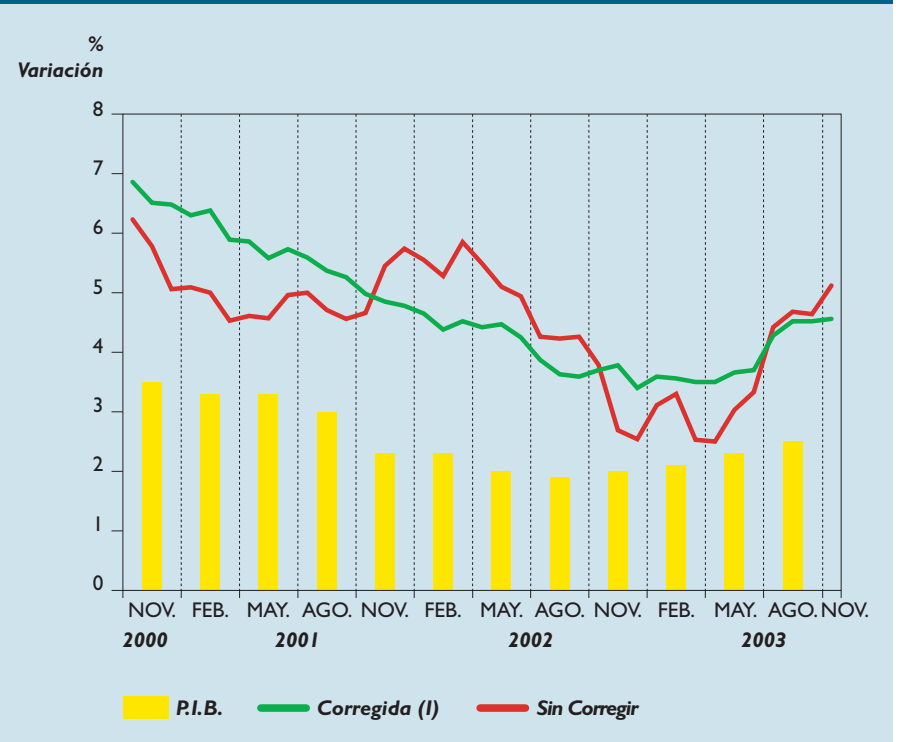
La demanda en b.c. corregida de laboralidad y temperatura se estima que ha experimentado una variación positiva del 4,8%, superior en 0,4 puntos al crecimiento experimentado en noviembre del año anterior.

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



El crecimiento de la demanda b.c. de los últimos 12 meses es del 5,1%, superior al crecimiento de la demanda corregida por laboralidad y temperatura que se estima en el 4,6% 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

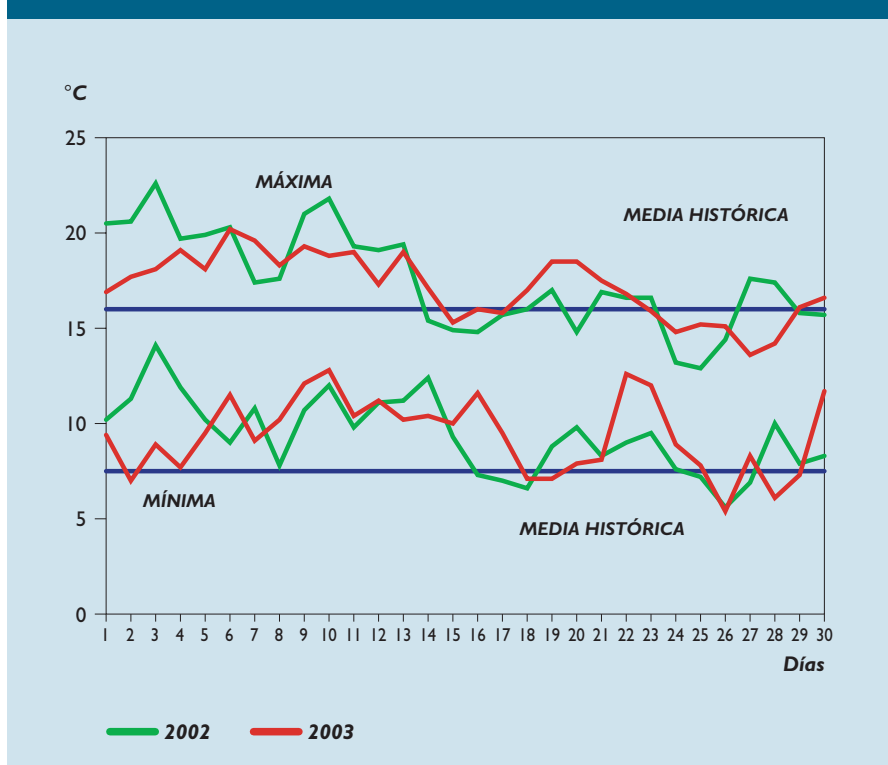


GRÁFICO 5

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 noviembre fue de 13,3 °C, inferior en 0,2 grados a la temperatura media del año anterior para ese mismo periodo.

En el conjunto del mes, las temperaturas máximas fueron inferiores a las del año anterior, mientras que las mínimas fueron similares a las registradas en noviembre de 2002. Las temperaturas máximas alcanzaron un valor medio mensual de 17,2 °C, inferior a los 17,5 °C registrados en noviembre del año pasado, y las temperaturas mínimas registraron un valor medio de 9,4 °C.



3. HIDRAULICIDAD

El producible hidráulico medio diario registrado este mes fue de 131 GWh, superior en 57 GWh al valor característico de un mes de noviembre.

Desde el punto de vista hidroeléctrico el mes ha sido húmedo, registrándose un producible mínimo de 71 GWh el día 11 y un máximo de 208 GWh el día 25.

(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 mas favorables.

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

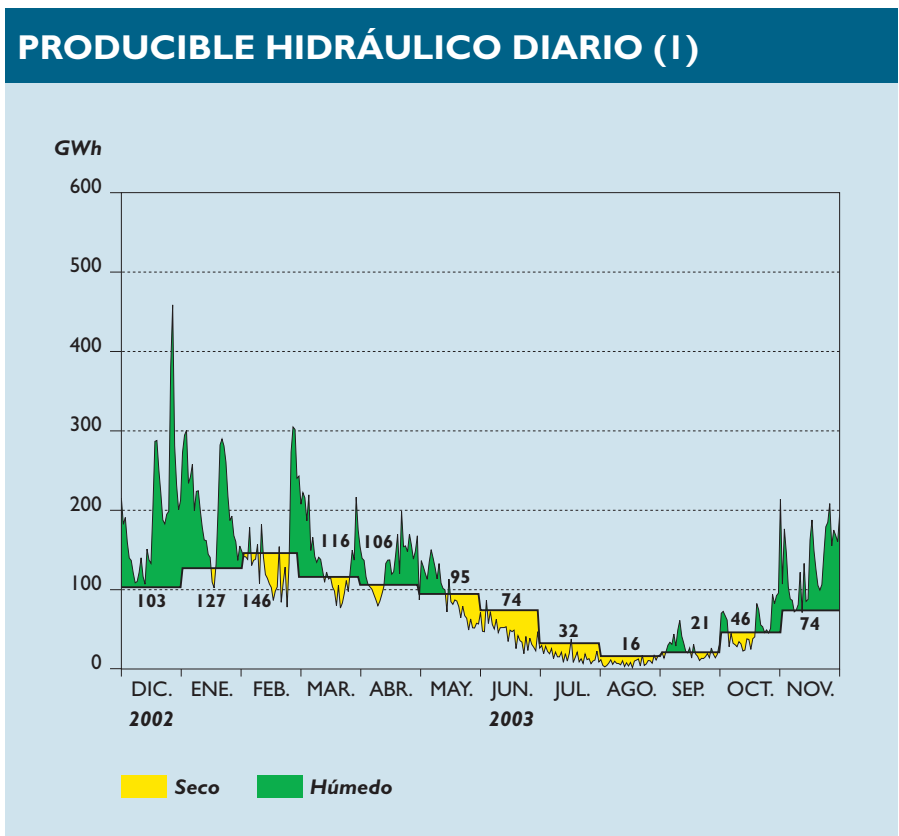


GRÁFICO 6

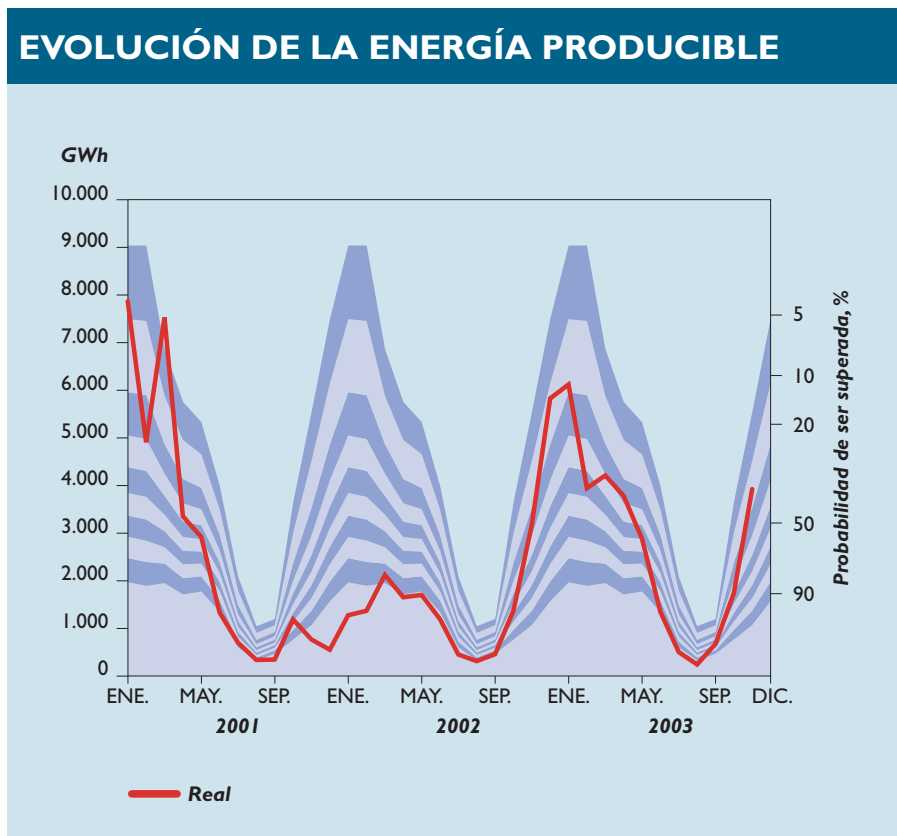


GRÁFICO 7

El índice de producible hidráulico registrado este mes ha sido del 1,78 del valor característico, con una probabilidad de ser superado del 14%.

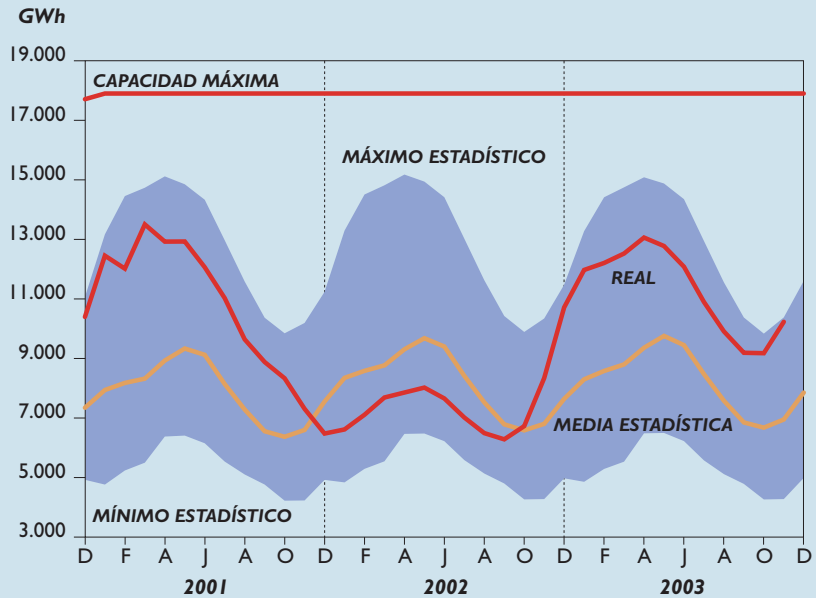
En los once primeros meses del año, el índice de producible hidráulico es del 1,14 del valor característico, con una probabilidad de ser superado del 32%.

(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 57,2% de su capacidad, superior en 10,6 puntos respecto al valor registrado el año anterior.

EVOLUCIÓN DE LAS RESERVAS HIDROELÉCTRICAS (I)

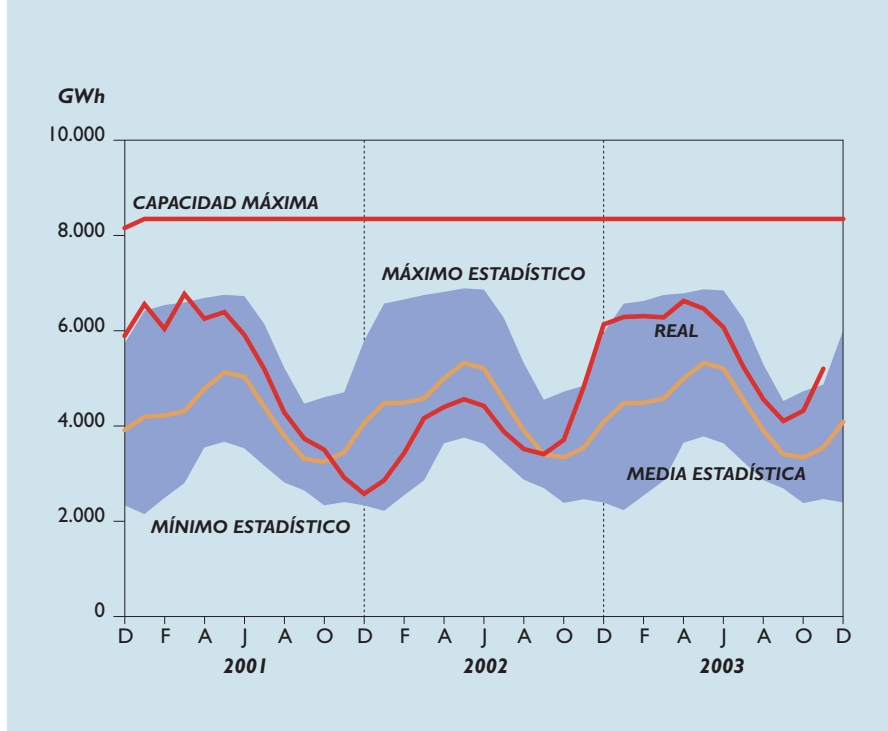


(I) Evolución de las reservas hidroeléctricas del conjunto de los embalses anuales e hiperanuales.

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 62,4%; 10,6 puntos más que en el mes de octubre. Es el tercer valor más alto registrado en un mes de noviembre desde 1966.

Las reservas de los embalses de régimen hiperanual finalizaron el mes al 52,6% de su capacidad, superior en 1,8 puntos al valor registrado el mes anterior.

GRÁFICO 9



4. GENERACIÓN

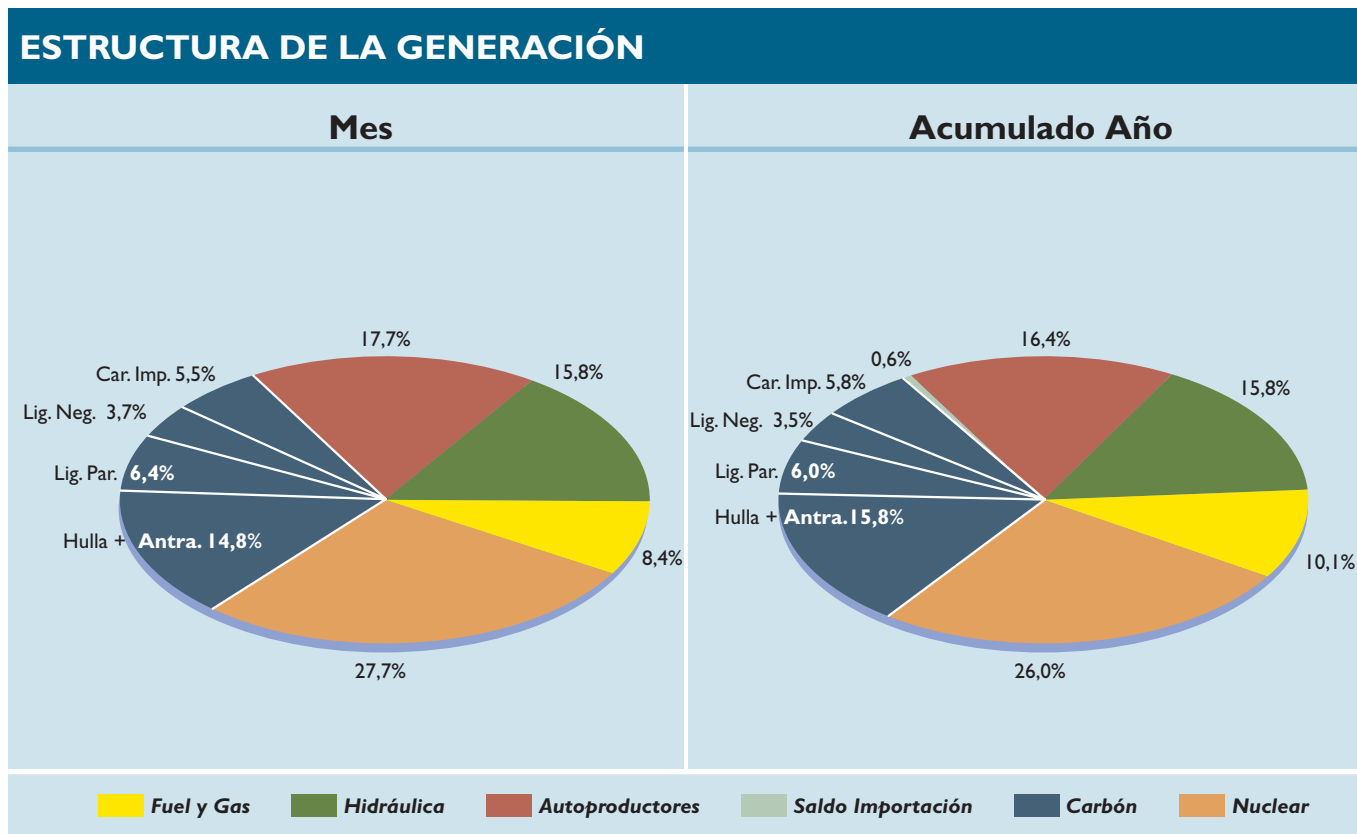


GRÁFICO 10

EVOLUCIÓN DE LA PRODUCCIÓN DIARIA

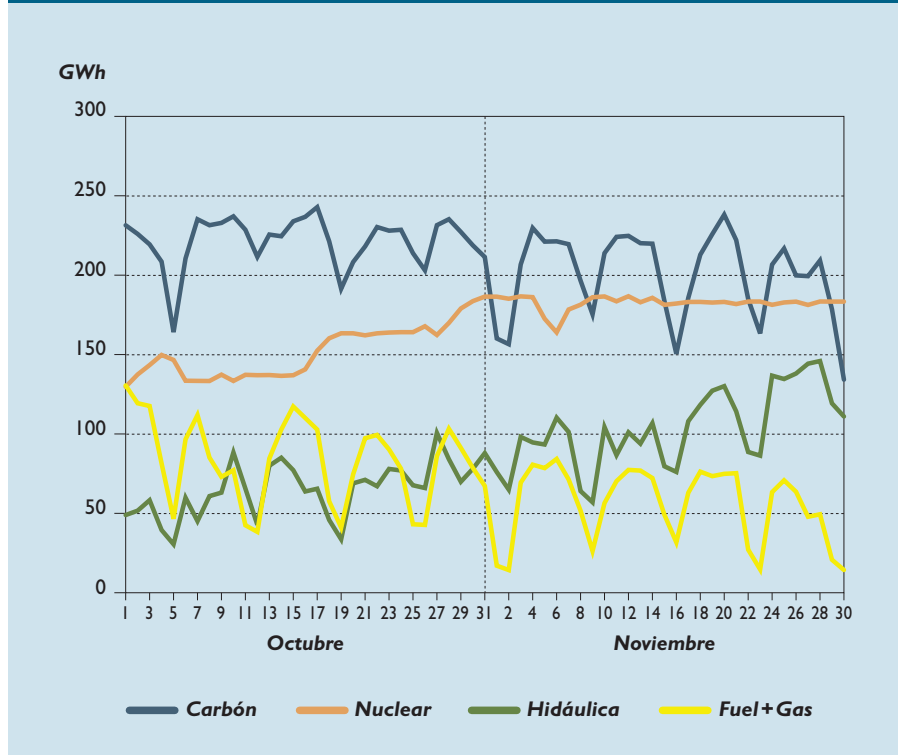


GRÁFICO 11

La producción con carbón en día laborable osciló entre un máximo de 238 GWh y un mínimo de 186 GWh; la hidráulica entre 146 GWh y 87 GWh; y la realizada con fuel-gas tuvo un máximo de 84 GWh y mínimo de 48 GWh.

Las centrales nucleares, tuvieron una producción media diaria de 183 GWh.



COMPORTAMIENTO DEL EQUIPO TÉRMICO						
COMBUSTIBLE	NOVIEMBRE			Acumulado Año		
	DISPONIBILIDAD	INDISPONIBILIDAD		DISPONIBILIDAD	INDISPONIBILIDAD	
	Disponibilidad	R.A.	Varios	Disponibilidad	R.A.	Varios
NUCLEAR	0,99	0,01	0,00	0,92	0,07	0,01
Hulla + Antracita	0,93	0,03	0,04	0,90	0,03	0,07
Lignito Pardo	1,00	0,00	0,00	0,95	0,03	0,02
Lignito Negro	0,95	0,00	0,05	0,87	0,06	0,07
Carbón Importación	0,94	0,00	0,06	0,93	0,03	0,04
TOTAL CARBÓN	0,94	0,02	0,04	0,91	0,03	0,06
FUEL + GAS + C. COMBINADO	0,91	0,00	0,09	0,83	0,03	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
5	L-400 kV D. Rodrigo - Arcos de la Frontera L-400 kV Arcos de la Frontera - Pto. de la Cruz L-400 kV Pto. de la Cruz - Pinar del Rey L-400 kV Pto. de la Cruz - Melloussa	Desaparecen las Ls-400 kV Don Rodrigo - Pinar del Rey y Pinar del Rey - Melloussa
7	S.E. 220 kV Alcarama L-220 kV Alcarama - La Serna	Configuración de barra única. Sirve para evaluar generación de parque eólico.
7	AT-2 400/132 kV Asomada	300 MVA
26	S.E. 220 kV Los Vientos L-220 kV Los Vientos - Montes Torrero L-220 kV Los Vientos - El Olivar	Configuración de doble barra. Sirve para evaluar generación eólica Desaparece la L-220 kV Monte Torrero - El Olivar
30	C-220 kV Badalona - San Andreu	Se puso en carga el 12/11/02

CUADRO 6

INCIDENTES

El día 15 a las 18:16 horas se produce el disparo de la Barra 2 de Sabón 220 kV, por fallo de la protección, lo que provoca el disparo de todas las posiciones excepto la salida a Mesón. Como consecuencia del disparo se produce un corte de mercado de 130 MW durante 4', en Inespal y 40 MW durante 7' en Ferroatlántica.



6. INTERCAMBIOS INTERNACIONALES

El saldo neto de los intercambios internacionales programados este mes ha resultado exportador, por segunda vez en este año (también lo fue en el mes de abril), alcanzando un total mensual de 28 GWh.

Con Francia, el contrato de suministro de EDF ha tenido un nivel de utilización del 99% (392 GWh). IBERDROLA GENERACIÓN, EDF, EGL, HIDROCANTÁBRICO GENERACIÓN, ELECTRABEL, ENDESA GENERACIÓN, ENBW, UNIÓN FENOSA GENERACIÓN, LUSEO ENERGÍA y ATEL han llevado a cabo también operaciones de importación por un total de 28, 27, 16, 6, 6, 4, 3, 3, 2 y 1 GWh.

En la interconexión con Portugal, REN, UNIÓN FENOSA COM., IDROCANTÁBRICO ENERGÍA, EGL, ENDESA ENERGÍA, UNIÓN FENOSA GENERACIÓN, EGL ESPAÑA y LUSEO ENERGÍA han llevado a cabo operaciones de importación por un valor de 111, 23, 20, 9, 8, 6, 3 y 0,3 GWh.

En esta misma interconexión, EDP ENERGÍA IBÉRICA, ENDESA ENERGÍA, HIDROCANTÁBRICO ENERGÍA, IBERDROLA GENERACIÓN, HIDROCANTÁBRICO ENERGÍA y REN han llevado a cabo operaciones de exportación por unos valores totales de 166, 123, 52, 29, 8 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 (111 GWh).

ENDESA ENERGÍA, exportó a Andorra por un total de 26 GWh.

SALDO FÍSICO POR PAÍSES

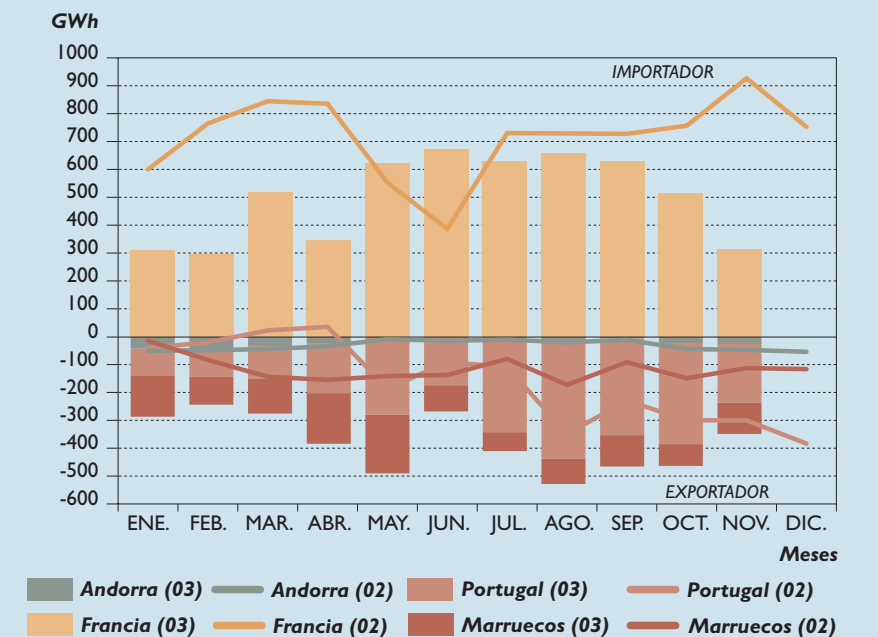


GRÁFICO 12

Intercambio Físico del Mes	Energía GWh		Saldo
	Exportada (-)	Importada (+)	
España-Andorra	24,9	0,0	-24,9
España-Francia	62,4	377,3	314,9
España-Portugal	417,6	207,6	-210,0
España-Marruecos	113,0	0,0	-113,0
TOTAL	617,9	584,9	-33,0

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.	17,99	5,58	53,35	46,65
Nov.	18,65	4,62	57,84	42,16
Dic.				
ACUM.	17,34	12,82	51,74	48,26

(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.

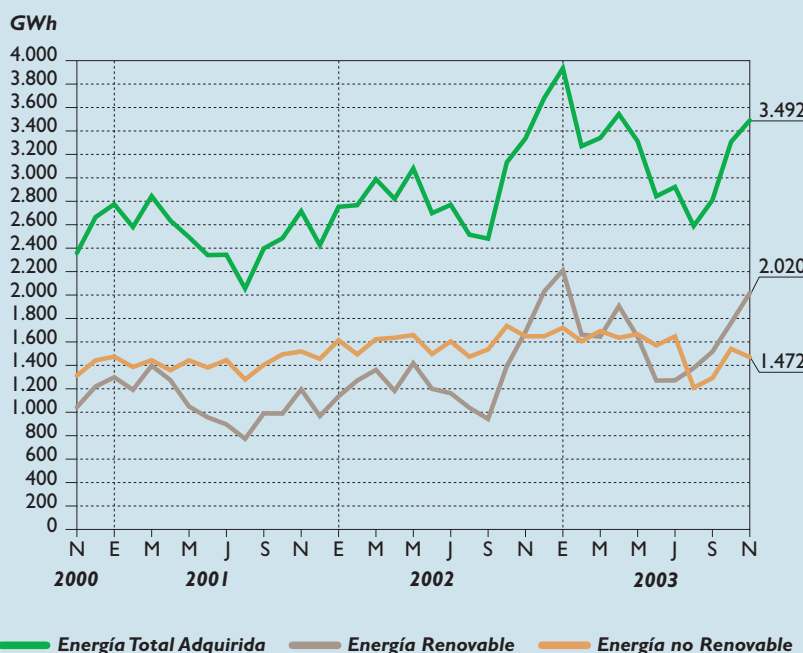


GRÁFICO 13



El precio horario máximo diario durante el mes en el Mercado Diario, osciló entre un valor máximo de 4,200 c€/kWh y mínimo de 2,499 c€/kWh, mientras que el precio horario mínimo estuvo entre los 2,200 c€/kWh y los 1,297 c€/kWh.

PRECIO MERCADO DIARIO Y DEMANDA

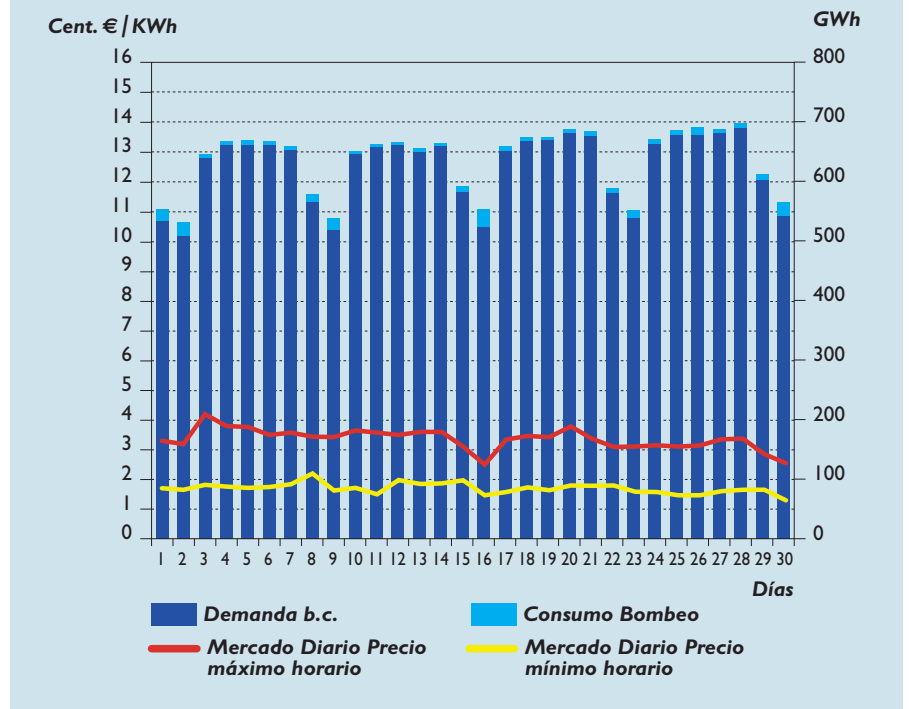


GRÁFICO 14

ENERGÍA NEGOCIADA EN MERCADOS DE PRODUCCIÓN

OFERTAS DE VENTA	Mes GWh	% del Total	OFERTAS DE ADQUISICIÓN	Mes GWh	% del Total
Mercado Diario	16.560	84,1	Distribuidoras	10.415	52,9
- Producción Interior	15.998		- Mercado Diario	10.389	
- Importación	561		- Mercados Intradiarios	26	
Francia	500		Comercializadoras	5.711	29,0
Portugal	61		- Mercado Diario	5.532	
Marruecos	0		- Mercados Intradiarios	179	
Mercados Intradiarios	455	2,3	Consumidores Cualificados	1	0,0
- Producción Interior	411		Demanda Bombeo	362	1,8
- Importación	44		Exportación	598	3,0
Francia	-12		- Portugal	328	
Portugal	57		- Marruecos	113	
Marruecos	0		- Andorra	19	
Indisponibilidades	-31	-0,2	- Francia	139	
Operación del Sistema (1)	-287	-1,5	Ajuste demanda	-390	-2,0
TOTAL MERCADO	16.697	84,8	TOTAL MERCADO	16.697	84,8
Contratos Bilaterales (2)	167	0,9	Contratos Bilaterales (2)	167	0,9
Energía programada en Régimen Especial	2.824	14,3	Energía adquirida al Régimen Especial	2.824	14,3
TOTAL	19.688	100	TOTAL	19.688	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

Noviembre 2003

- Aumento de la capacidad de la L-400 kV Cedillo-Oriol.
- 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

		<u>400 kV</u>	<u>≤ 220 kV</u>
Líneas	Longitud (km)	16.184	16.494 (*)
Subestaciones	Posiciones	768	1.729
Transformación (I)	Número de unidades	85	1
Reactancias	Número de unidades	21	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.

CUADRO I



INSTALACIONES DE LA RED DE TRANSPORTE

Instalaciones 400 kV		RED ELÉCTRICA			Otras Empresas
		Instalaciones REE	Adquiridas (*)	Total	
Líneas	Longitud (km)	15.694	205	15.899	285
Subestaciones	Posiciones	631	42	673	95
Transformación	Nº de unidades	43	10	53	32
	MVA	22.463	4.440	26.903	16.506
Reactancias	Nº de unidades	20	1	21	-
	MVAr	3.000	150	3.150	-
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)	4.410	6.853 (I)	11.263	5.231 (I)
Subestaciones	Posiciones	213	888	1.101	628
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

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 50% de su capacidad térmica de invierno.

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

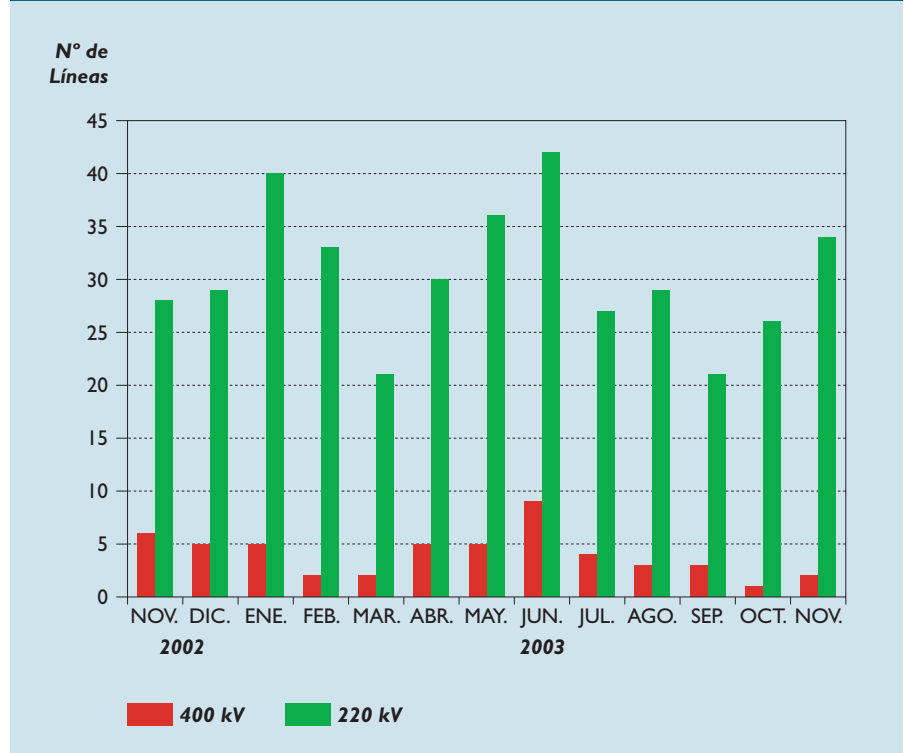


GRÁFICO 1

TRANSFORMADORES DE 400 kV con carga superior al 80%

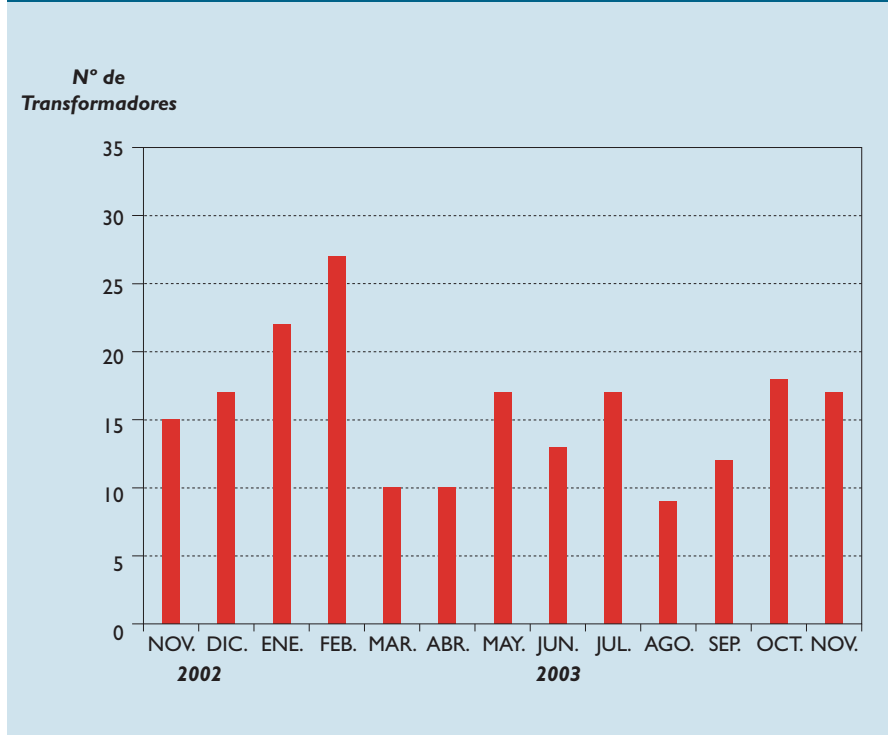


GRÁFICO 2

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

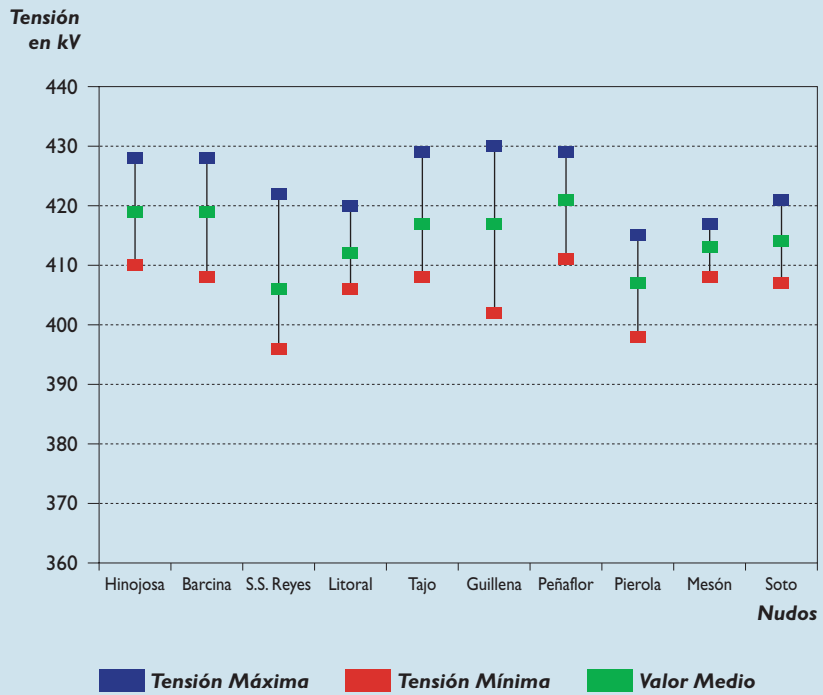
En el gráfico se observa la evolución a lo largo del año del número de transformadores que superan, en algún momento, el 80% de carga máxima.



3. CALIDAD DEL SUMINISTRO

Durante el mes, las tensiones registradas en la Red de Transporte de 400 kV han estado comprendidas entre los 392 kV de Vic y los 439 kV de Pinilla. El 32% de las tensiones están comprendidas entre el intervalo de 415 a 420 kV y un 23% entre 420 y 425 kV. El 3% de las medidas superan los 430 kV.

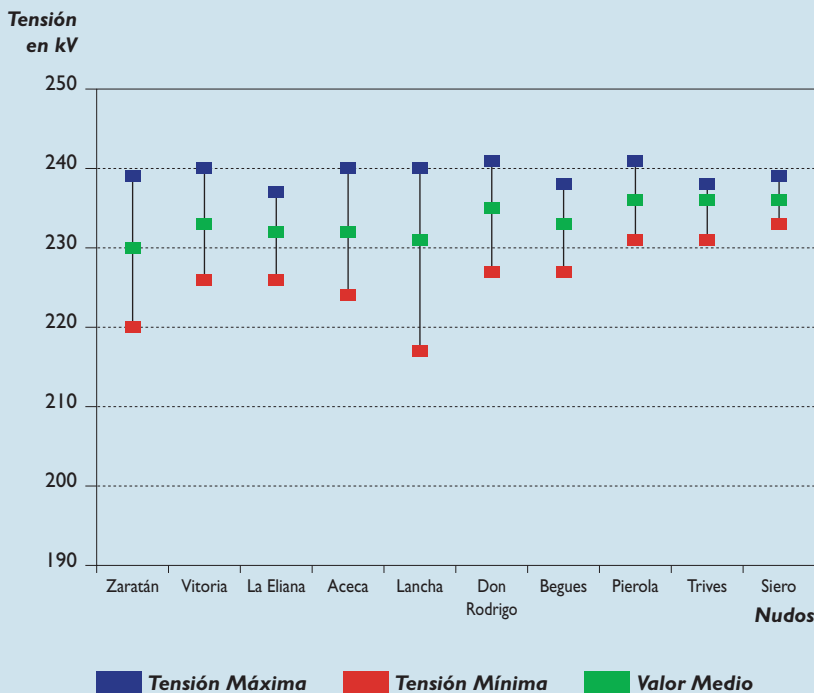
TENSIONES EN NUDOS DE LA RED DE 400kV



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 203 kV registrados en Benhadux y los 259 kV en Cáceres. El 46% de las tensiones están comprendidas entre el intervalo de 230 a 235 kV y un 34% entre 235y 240 kV. Un 4% de las medidas superan los 240 kV.

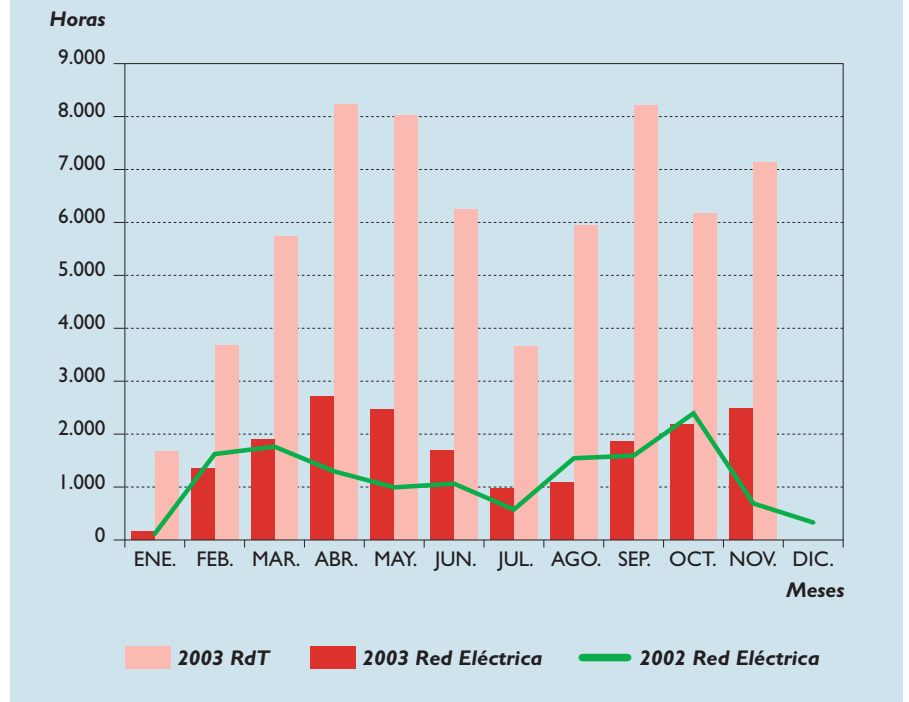
En el gráfico se muestran las tensiones máxima, mínima y media en nudos geográficamente significativos de la red de 220 kV.

GRÁFICO 4



- Línea de 400 kV Begues-Sentmenat para cambio de aislamiento, y mantenimiento de línea.
- Línea de 400 kV Catadau-Olmedilla, para reglamentar apoyos y cambiar tornillería.
- Línea de 400 kV Eliana-Plana 2 para reglamentar apoyos.
- Línea de 400 kV Pierola-Vandellós para reparar daños por voladuras en dos vanos.
- Línea de 400 kV Almaraz-Guadame para instalar disuadores de nidificación y para refuerzo de estructuras.

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	1.535	1.135	5	5
220 kV	946	657	0	0
< 220 kV	0	0	0	0

CUADRO 4



DESCARGOS

- Línea de 400 kV Begues-Sentmenat para cambio de aislamiento, y mantenimiento de línea.
- Línea de 400 kV Catadau-Olmedilla, para reglamentar apoyos y cambiar tornillería.
- Línea de 400 kV Eliana-Plana 2 para reglamentar apoyos.
- Línea de 400 kV Pierola-Vandellós para reparar daños por voladuras en dos vanos.
- Línea de 400 kV Almaraz-Guadame para instalar disyosores de nidificación y para refuerzo de estructuras. Subestación de 400 kV Montearenas, posición de Lomba y Acoplamiento para limpieza de aisladores.
- Subestación de 400 kV Robla, posición salida Lada para siliconado.

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

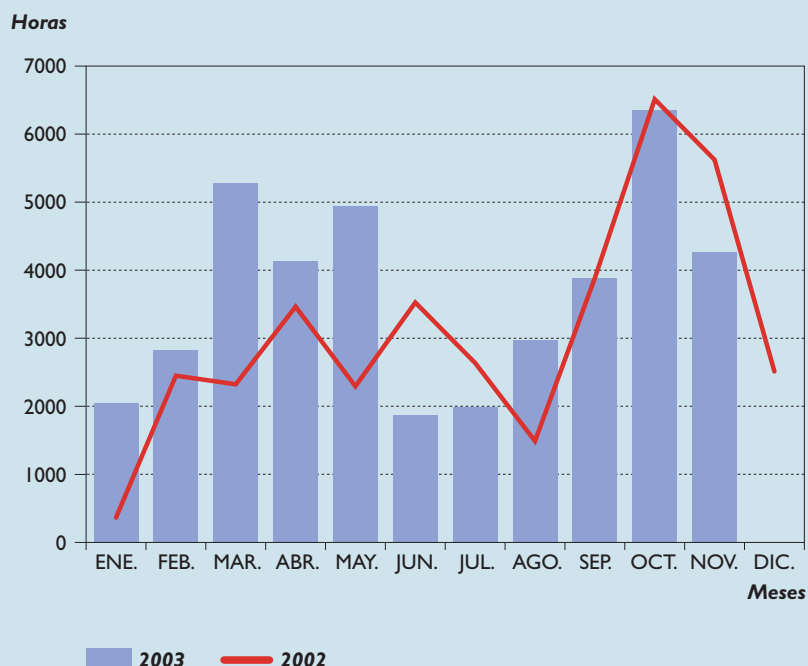


GRÁFICO 6

DESCARGOS EN SUBESTACIONES DE RED ELÉCTRICA

Horas de Interrupción por Mantenimiento

	400 kV	220 kV	Total
Posiciones	3.352	718	4.070
Barras	19	185	204
TOTAL	3.370	903	4.273

- Subestación de 400 kV Plana, posición central de la calle de Aragón para revisión de equipos.
- Subestación de 400 kV Villaviciosa, posición central de la calle de Almaraz I para cambiar los transformadores de intensidad.
- Subestación de 400 kV Trillo, posición adyacente a barras 2 de la salida Olmedilla para revisar interruptor.
- Subestación de 400 kV Catadau, posición Olmedilla para revisar equipos de la posición.
- Subestación de 220 kV Puertollano posición Guadame, para revisar equipos de la posición.
- Subestación de 220 kV Sabiñánigo posición Escalona, para revisar equipos de la posición.

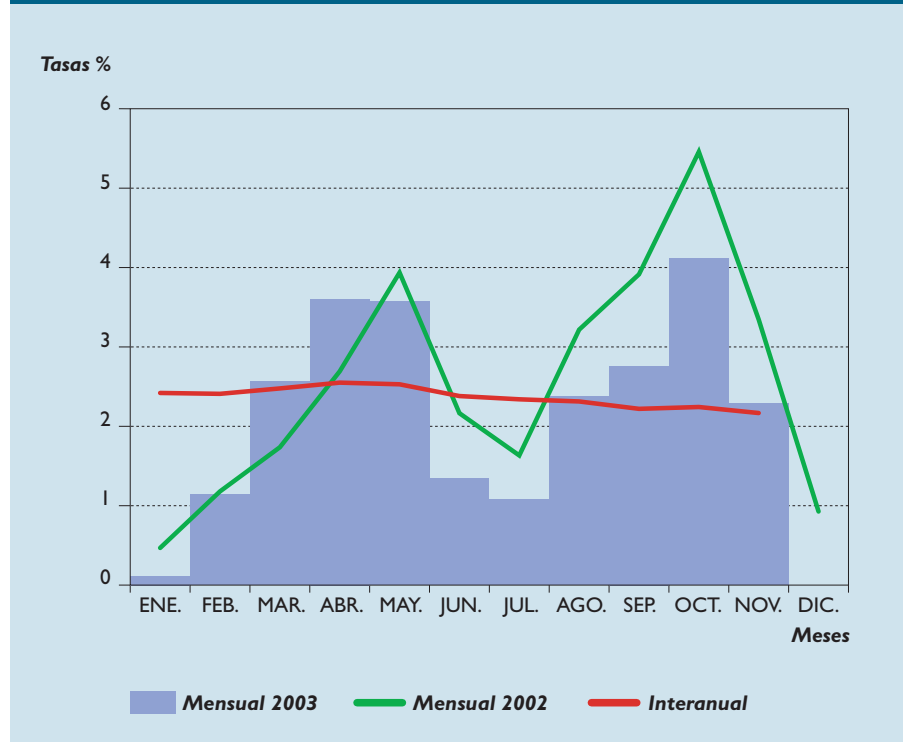
El cuadro indica el número de horas de descarga por posiciones o barras de subestación durante el mes.

CUADRO 5



Nota: La tasa de indisponibilidad 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	1,300	0,757	
Indisponibilidades Fortuitas	0,104	0,045	
GLOBAL DE MANTENIMIENTO	1,404	0,802	
Por Otras Causas	0,886	1,365	
TOTAL	2,290	2,167	

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

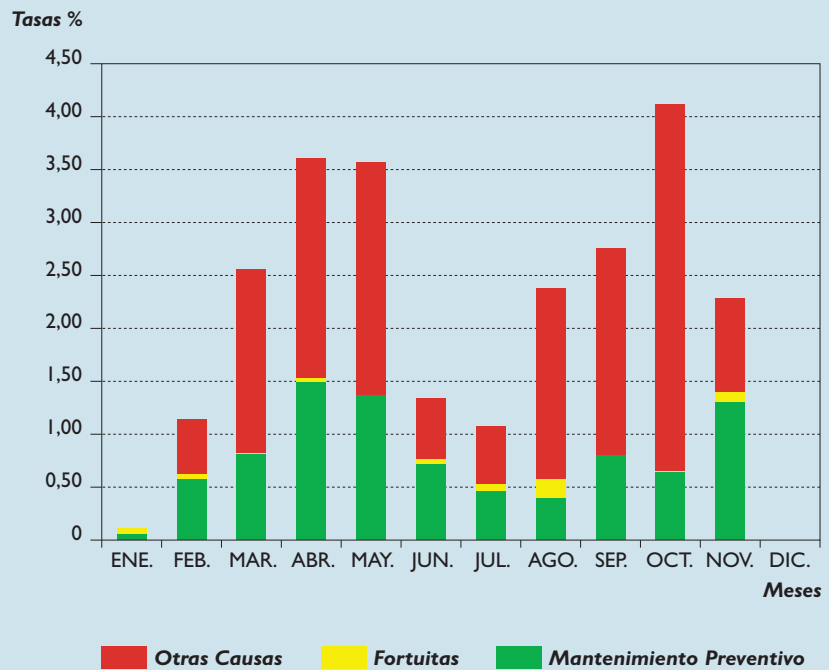
T_i = duración, en horas, del periodo en estudio para cada línea (mensual ó en los últimos doce meses para el interanual)

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	4	23
	220 kV	0	4	35
	< 220 kV	0	1	0
Transformadores	400/220/132 kV	0	5	3

Duración		Más de	De 0 a 5	Con Reenganche
		5 Horas	Horas	
Líneas	400 kV	4	7	16
	220 kV	2	18	19
	< de 220 kV	0	1	0
Transformadores	400/220/132 kV	3	5	0

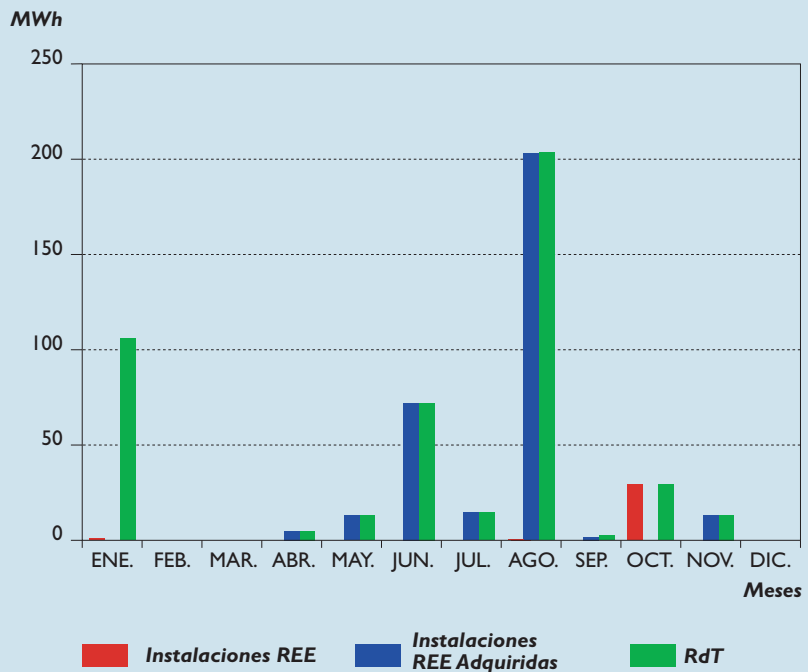
CUADRO 7



7. ÍNDICES DE CALIDAD DEL TRANSPORTE DE ELECTRICIDAD

En el mes de noviembre se ha registrado un corte de mercado en instalaciones de los nuevos activos adquiridos por Red Eléctrica. Tuvo lugar en Galicia, con una energía no suministrada de 13,34 MWh y debido al fallo de un equipo.

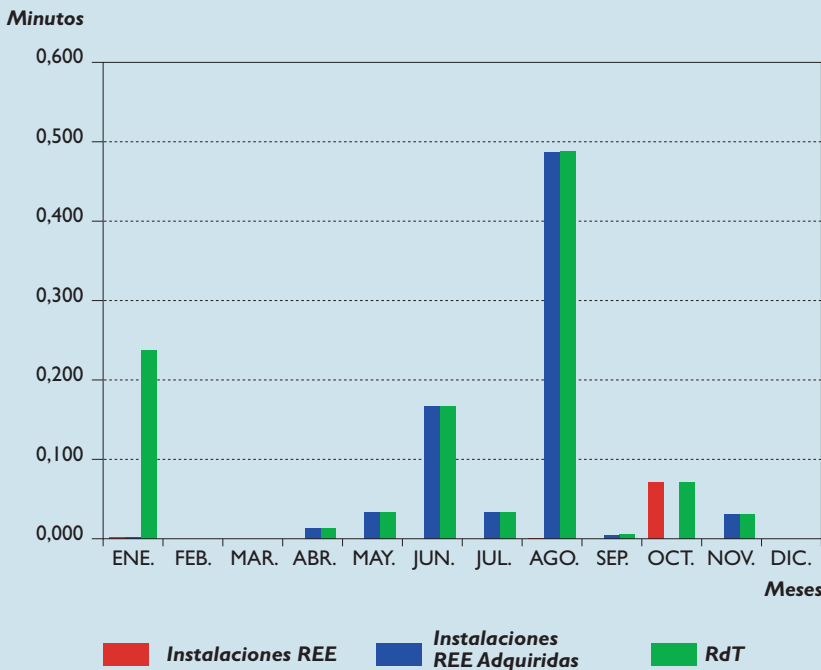
ENERGÍA NO SUMINISTRADA



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

TIEMPO DE INTERRUPCIÓN MEDIO, TIM



En el mes de noviembre 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 0,031 minutos, conformando un total en la Red de Transporte de 0,031 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.

GRÁFICO 10



RED ELÉCTRICA DE ESPAÑA

www.ree.es