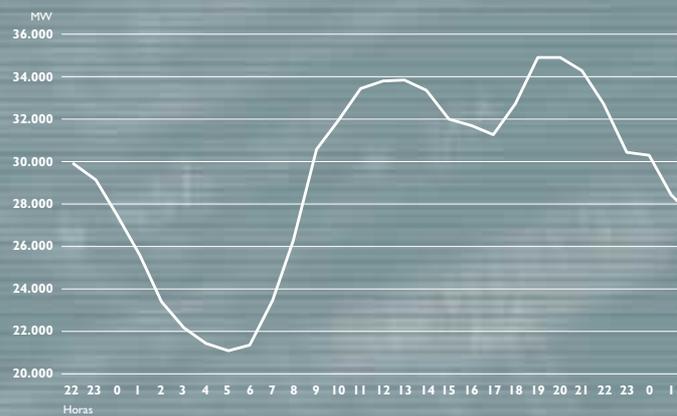




# EL SISTEMA ELÉCTRICO ESPAÑOL

informe 2001



**RED ELÉCTRICA**  
DE ESPAÑA

# Índice general



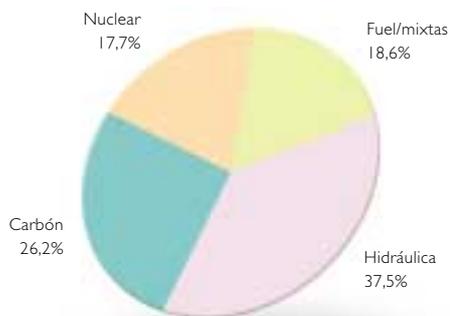
<b>1. El Sector Eléctrico Español en 2001</b>	<b>5</b>
<b>2. Demanda de energía eléctrica</b>	<b>13</b>
2.1 Comportamiento de la demanda de energía eléctrica	13
2.2 Factores explicativos del crecimiento de la demanda de energía eléctrica	13
Gráficos y cuadros	15
<b>3. Cobertura de la demanda</b>	<b>19</b>
3.1 Balance de potencia	19
3.2 Balance de energía	20
Gráficos y cuadros	21
 <b>4. Régimen ordinario</b>	<b>25</b>
4.1 Equipo generador, altas y bajas	25
4.2 Utilización y disponibilidad	25
4.3 Producción hidráulica	26
4.4 Producción de centrales térmicas	27
4.4.1 Producción de centrales de carbón	
4.4.2 Producción de centrales térmicas de fuel y mixtas	
4.4.3 Producción de centrales nucleares	
Gráficos y cuadros	29
<b>5. Régimen especial</b>	<b>41</b>
5.1 Potencia instalada y energía adquirida al régimen especial	41
5.2 Previsiones de desarrollo de la generación en régimen especial	42
5.3 Coste de la energía adquirida al régimen especial	42
Gráficos y cuadros	45
<b>6. Operación del sistema</b>	<b>47</b>
6.1 El mercado de producción en 2001	47

6.2 Los mercados de operación en 2001	49
6.2.1 Solución de restricciones técnicas en el Programa Base de Funcionamiento	
6.2.2 Servicios complementarios	
6.2.3 Gestión de desvíos	
6.2.4 Solución de restricciones técnicas en tiempo real	
Gráficos y cuadros	55
<b>7. Red de transporte</b>	<b>67</b>
7.1 Red de transporte de energía eléctrica	67
7.2 Calidad de servicio de la red transporte	68
7.3 Carga de la red transporte	69
Gráficos y cuadros	70
<b>8. Intercambios internacionales</b>	<b>81</b>
8.1 Saldo de los intercambios internacionales	81
8.2 Contratos suscritos por RED ELÉCTRICA	81
8.3 Transacciones internacionales de los agentes del mercado y ejecución de contratos bilaterales físicos	82
8.4 Intercambios de Apoyo	83
8.5 Capacidad comercial disponible de las interconexiones y grado de utilización	83
Gráficos y cuadros	85
<b>Anexos</b>	<b>91</b>
La energía eléctrica por Comunidades Autónomas	91
Comparación internacional	101
<b>Glosario de Términos</b>	<b>109</b>

#### 4.1 Equipo generador, altas y bajas

En 2001 no se ha producido la entrada en servicio de nuevas centrales de generación ni tampoco se han registrado bajas en el equipo instalado. En cambio, se ha ampliado la potencia en 21 grupos hidráulicos, por un total de 62 MW, en dos grupos de carbón, cuya ampliación suma 23 MW, y en otros dos grupos nucleares, que ha supuesto 17 MW.

##### Potencia instalada por tipo de central



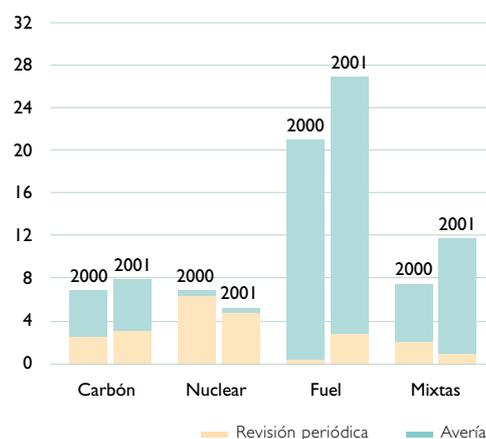
#### 4.2 Utilización y disponibilidad

Durante 2001, la disponibilidad del equipo térmico se ha mantenido en niveles elevados, situándose en un porcentaje del 89,2%, si bien se ha apreciado durante este año una disminución de 1,5 puntos.

Por tipos de centrales, la disponibilidad se ha reducido tanto en los grupos de carbón, a excepción del lignito pardo y carbón de importación, como en las centrales de fuel y mixtas, mientras que la disponibilidad aumentó en las centrales nucleares debido al menor número de paradas programadas.

El factor de utilización del parque térmico ha sido del 64,8%, lo que supone una disminución respecto a 2000 de 2,1 puntos. Este factor se ha visto influido por el menor empleo de las centrales de carbón durante la primera parte del año, debido a la elevada producción hidráulica. Por el contrario, las centrales nucleares así como los grupos de fuel y mixtos han mejorado su factor de utilización, reflejo del aumento en su nivel de producción durante el año.

##### Indisponibilidad de las centrales térmicas (%)

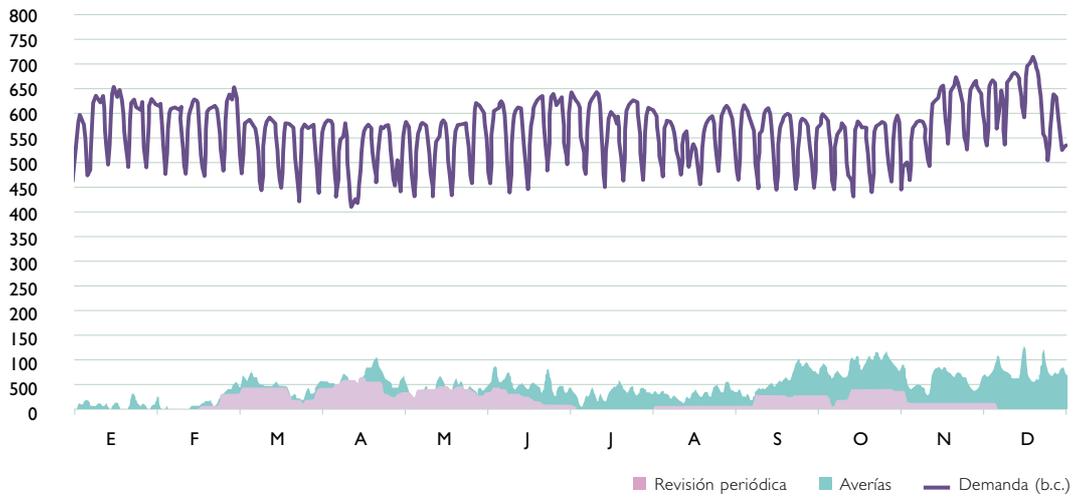




### Utilización y disponibilidad de las centrales térmicas (%)

	Utilización (%)		Disponibilidad (%)	
	2000	2001	2000	2001
<b>Nuclear</b>	<b>97,8</b>	<b>98,2</b>	<b>93,1</b>	<b>94,8</b>
<b>Carbón</b>	<b>81,7</b>	<b>73,0</b>	<b>93,2</b>	<b>92,1</b>
Hulla+antracita	79,2	71,0	93,7	91,5
Lignito pardo	86,0	83,1	94,8	96,4
Lignito negro	75,0	55,8	93,2	88,0
Carbón importado	90,4	80,5	90,2	92,8
<b>Fuel/mixtas</b>	<b>16,7</b>	<b>21,6</b>	<b>85,0</b>	<b>79,7</b>
Fuel	13,8	18,4	79,1	73,1
Mixtas	19,8	25,1	92,7	88,3
<b>Total térmicas</b>	<b>66,9</b>	<b>64,8</b>	<b>90,7</b>	<b>89,2</b>

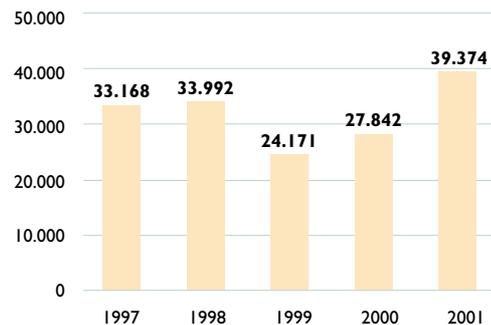
### Comparación de la demanda diaria en b.c. y la indisponibilidad diaria del equipo térmico (GWh)



### 4.3 Producción hidráulica

La producción hidroeléctrica con aportaciones naturales y gestión de reservas fue de 36.513 GWh y la generación con bombeo de ciclo cerrado fue de 2.861 GWh, resultando una producción hidroeléctrica total del régimen ordinario de 39.374 GWh, un 41,4% mayor que la del año anterior.

### Producción hidroeléctrica en b.a (GWh)



Desde el punto de vista hidrológico, 2001 ha sido un año ligeramente húmedo en su conjunto, si bien el producible se ha distribuido de forma irregular a lo largo del año, concentrándose en gran parte en los cuatro primeros meses.

#### Energía producible hidroeléctrica

Año	GWh	Índice	Probabilidad de ser superado
1997	35.726	1,19	22%
1998	27.162	0,91	61%
1999	19.901	0,68	93%
2000	26.238	0,90	62%
2001	32.921	1,13	28%

La variación de la hidráulidad durante el año ha dado lugar a dos valores extremos, respecto a la serie histórica disponible. Un máximo histórico que se ha producido en el mes de marzo, con un producible 2,20 veces la media, y un mínimo histórico en diciembre, con un producible de 0,18 veces la media histórica.

#### Reservas hidroeléctricas (GWh)

	Capacidad máxima	Reservas a 31-12-2000	Reservas a 31-12-2001	Reservas a 31-12-2001 sobre capacidad
Anuales	8.356	5.898	2.581	31%
Hiperanuales	9.544	4.497	3.898	41%
<b>Conjunto</b>	<b>17.900</b>	<b>10.395</b>	<b>6.479</b>	<b>36%</b>

Las elevadas precipitaciones registradas durante el primer trimestre del año situaron las reservas del conjunto de los embalses a finales de marzo en un valor máximo del 75% de su capacidad. A partir de este mes, la sucesión de meses secos junto a la utilización del equipo hidráulico han hecho disminuir progresivamente el nivel de las reservas del conjunto de los embalses hasta situarse a finales del mes de diciembre en el 36% de su capacidad total.

## 4.4 Producción de las centrales térmicas

La producción de las centrales térmicas en el año 2001 ha sido 144.185 GWh en b.a., lo que representa un descenso del 3,1%. De esta energía, el 44,2% se ha generado en las centrales nucleares, el 47,2% en las de carbón y el 8,6% restante en los grupos de fuel y mixtos.

### 4.4.1 Producción de las centrales de carbón

Las centrales térmicas de carbón pertenecientes al régimen ordinario han producido un total de 68.080 GWh. Esta producción supone un descenso respecto al año 2000 del 10,9%, debido principalmente al mejor comportamiento de la generación hidroeléctrica.

- Para las centrales de carbón nacional la disminución ha sido del 11,8%, influenciada por la disminución del 12,2% en los grupos de hulla y antracita, los de mayor peso en el conjunto de las cen-

trales de carbón, y del 28,6% en los grupos de lignito negro. El decrecimiento medio del carbón nacional pasa a ser del 4,5% si se compara en términos de combustible empleado, esto es, descontando la aportación del carbón importado a las mezclas de combustible en este tipo de centrales.

- Las centrales de carbón importado han reducido la producción un 6,5% durante el año. En este



caso la disminución pasa a ser del 16,0%, al considerar también el carbón importado empleado en las centrales de carbón nacional.

#### 4.4.2 Producción de las centrales térmicas de fuel y mixtas

La producción con los grupos de fuel y mixtos ha supuesto un total de 12.400 GWh en bornes de alternador, con un crecimiento del 21,0% respecto al año anterior. El aumento de producción se ha hecho claramente visible a partir del mes de junio, coincidiendo con la aparición de valores del producible hidráulico marcadamente inferiores a la media histórica.

El crecimiento ha sido similar para ambos tipos de centrales. La producción de los grupos de fuel ascendió a 5.446 GWh, un 22,5% más que el año anterior; mientras que las centrales mixtas, aquellas que pueden utilizar indistintamente fuel-oil y gas natural, generaron 6.954 GWh, un 19,8% más que en 2000.

#### 4.4.3 Producción de las centrales nucleares

La producción de los grupos nucleares ha ascendido a 63.705 GWh, un 2,4% más que el año anterior; y ha cubierto el 34,7% de la producción bruta del régimen ordinario, 0,5 puntos por debajo de su contribución en 2000.

**Índice**

- 30** Ampliaciones de potencia en el equipo generador
- 30** Producción hidroeléctrica por cuencas
- 31** Energía producible hidráulica diaria durante 2001 comparada con el producible medio histórico
- 31** Energía producible hidroeléctrica mensual
- 32** Evolución mensual de las reservas hidroeléctricas. Datos a fin de mes
- 32** Valores extremos de las reservas
- 33** Potencia instalada y reservas hidroeléctricas a 31 de diciembre por cuencas hidrográficas
- 33** Reservas hidroeléctricas. Evolución 1999-2001
- 34** Reservas hidroeléctricas en régimen anual. Evolución 1999-2001
- 34** Reservas hidroeléctricas en régimen hiperanual. Evolución 1999-2001
- 35** Producción en b.a. de las centrales de carbón
- 36** Utilización y disponibilidad de los grupos de carbón
- 37** Producción en b.a. de las centrales de carbón por tipo de combustible
- 37** Producción en b.a. de las centrales de fuel y mixtas
- 38** Utilización y disponibilidad de los grupos de fuel y mixtos
- 39** Producción en b.a. de los grupos nucleares
- 39** Utilización y disponibilidad de los grupos nucleares



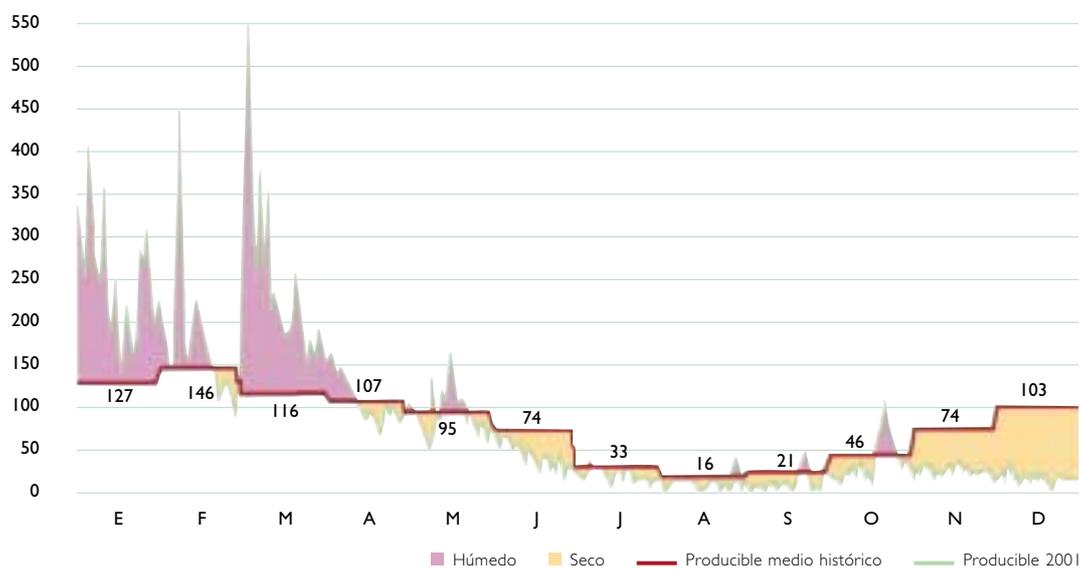
### Ampliaciones de potencia en el equipo generador

Grupos	Tipo	Fecha	Potencia (MW)
Vandellós 2	Nuclear	mar-2001	5,0
Ascó 2	Nuclear	jun-2001	12,0
Litoral 1	Carbón	may-2001	15,0
Lada 4	Carbón	may-2001	8,0
Aldeadávila 2	Hidráulica	ene-2001	7,0
Saucelle 1	Hidráulica	feb-2001	2,0
Saucelle 2	Hidráulica	feb-2001	3,5
Saucelle 3	Hidráulica	feb-2001	1,9
Tambre 1	Hidráulica	may-2001	0,1
Tambre 2	Hidráulica	may-2001	2,5
Aguayo 1	Hidráulica	may-2001	5,6
Aguayo 2	Hidráulica	may-2001	4,8
Aguayo 3	Hidráulica	may-2001	6,1
Aguayo 4	Hidráulica	may-2001	6,2
Salas	Hidráulica	may-2001	5,1
Castrejón 1	Hidráulica	may-2001	0,9
Castrejón 2	Hidráulica	may-2001	1,6
Castrejón 3	Hidráulica	may-2001	1,2
Castrejón 4	Hidráulica	may-2001	0,3
Bárceñas 1	Hidráulica	ago-2001	1,3
Bárceñas 2	Hidráulica	ago-2001	2,2
San Isidoro 1	Hidráulica	nov-2001	3,6
San Isidoro 2	Hidráulica	nov-2001	3,7
San Isidoro 3	Hidráulica	nov-2001	1,3
San Isidoro 4	Hidráulica	nov-2001	1,2
<b>Total</b>			<b>102,1</b>

### Producción hidroeléctrica por cuencas (GWh)

Cuenca	Potencia	Producción			Producibile		
	MW	2000	2001	Δ%	2000	2001	Δ%
Norte	4.194	9.976	11.627	16,5	9.284	8.792	-5,3
Duero	3.556	6.884	11.462	66,5	7.062	9.451	33,8
Tajo-Júcar-Segura	4.104	3.752	7.131	90,1	3.292	5.976	81,5
Guadiana	233	92	213	131,5	71	408	474,6
Guadalquivir-Sur	1.016	912	1.343	47,3	411	1.008	145,3
Ebro-Pirineo	3.483	6.226	7.598	22,0	6.118	7.286	19,1
<b>Total</b>	<b>16.586</b>	<b>27.842</b>	<b>39.374</b>	<b>41,4</b>	<b>26.238</b>	<b>32.921</b>	<b>25,5</b>

### Energía producible hidráulica diaria durante 2001 comparada con el producible medio histórico (GWh)



### Energía producible hidroeléctrica mensual

	2000				2001			
	GWh		Índice		GWh		Índice	
	Mensual	Acumul.	Mensual	Acumul.	Mensual	Acumul.	Mensual	Acumul.
Enero	1.738	1.738	0,44	0,44	7.798	7.798	1,97	1,97
Febrero	1.086	2.824	0,27	0,35	5.125	12.923	1,25	1,61
Marzo	978	3.802	0,27	0,33	7.938	20.861	2,20	1,79
Abril	4.342	8.144	1,35	0,55	3.637	24.498	1,14	1,65
Mayo	4.222	12.366	1,43	0,69	2.922	27.420	0,99	1,54
Junio	1.482	13.848	0,66	0,69	1.341	28.761	0,60	1,44
Julio	443	14.291	0,43	0,68	824	29.585	0,81	1,41
Agosto	216	14.507	0,42	0,67	347	29.932	0,68	1,39
Septiembre	374	14.881	0,59	0,67	408	30.340	0,64	1,37
Octubre	852	15.733	0,60	0,67	1.211	31.551	0,85	1,34
Noviembre	3.539	19.272	1,59	0,75	792	32.343	0,36	1,25
Diciembre	6.966	26.238	2,17	0,90	578	32.921	0,18	1,13



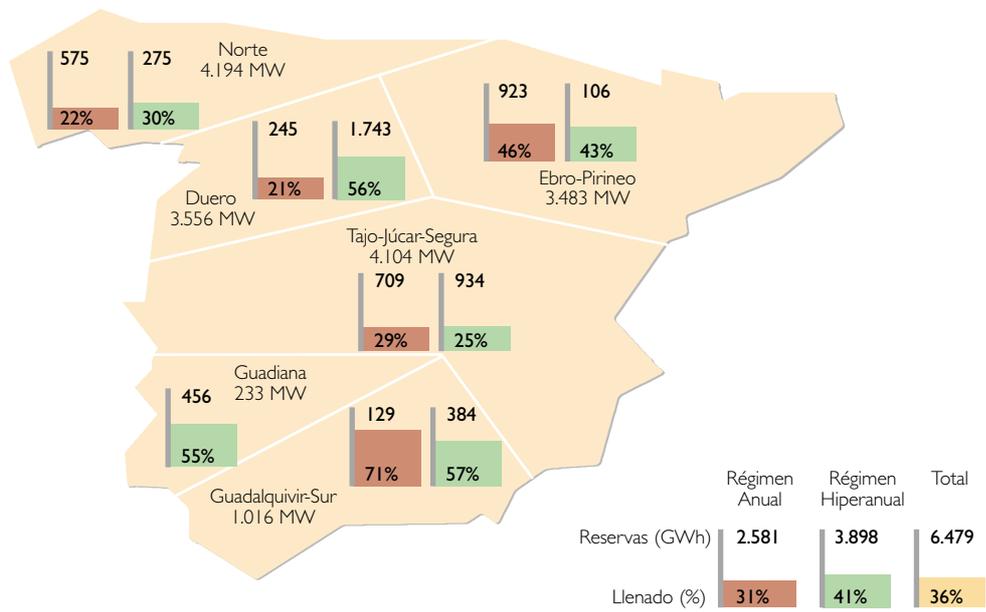
Evolución mensual de las reservas hidroeléctricas. Datos a fin de mes

	2000						2001					
	Anuales		Hiperanuales		Conjunto		Anuales		Hiperanuales		Conjunto	
	GWh	%	GWh	%	GWh	%	GWh	%	GWh	%	GWh	%
Enero	3.629	44	3.723	39	7.352	42	6.564	79	5.889	62	12.453	70
Febrero	3.574	44	3.600	38	7.174	41	6.047	72	5.971	63	12.018	67
Marzo	3.335	41	3.426	36	6.761	38	6.779	81	6.725	70	13.504	75
Abril	5.415	66	4.000	42	9.415	53	6.261	75	6.665	70	12.926	72
Mayo	6.197	76	4.736	50	10.933	62	6.399	77	6.532	68	12.931	72
Junio	5.818	71	4.631	49	10.449	59	5.924	71	6.141	64	12.065	67
Julio	5.049	62	4.375	46	9.424	53	5.202	62	5.825	61	11.027	62
Agosto	4.213	52	3.912	41	8.125	46	4.291	51	5.352	56	9.643	54
Septiembre	3.417	42	3.427	36	6.844	39	3.668	44	5.048	53	8.716	49
Octubre	2.975	36	3.136	33	6.111	35	3.508	42	4.828	51	8.336	47
Noviembre	4.141	51	3.406	36	7.547	43	2.923	35	4.387	46	7.310	41
Diciembre	5.898	72	4.497	47	10.395	59	2.581	31	3.898	41	6.479	36

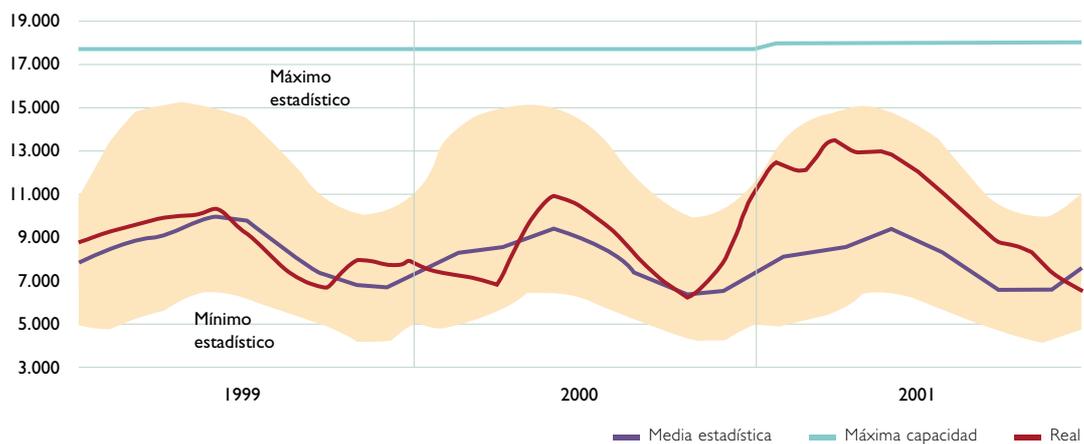
Valores extremos de las reservas

		2001			Valores históricos	
		GWh	Fecha	%	Fecha	%
<b>Máximos</b>	Anuales	6.779	marzo	81,1	mayo de 1969	92,0
	Hiperanuales	6.725	marzo	70,5	abril de 1979	91,1
	<b>Conjunto</b>	<b>13.504</b>	<b>marzo</b>	<b>75,4</b>	<b>abril de 1979</b>	<b>86,6</b>
<b>Mínimos</b>	Anuales	2.581	diciembre	30,9	enero de 1976	24,9
	Hiperanuales	3.898	diciembre	40,8	noviembre de 1983	17,6
	<b>Conjunto</b>	<b>6.479</b>	<b>diciembre</b>	<b>36,2</b>	<b>octubre de 1995</b>	<b>23,6</b>

### Potencia instalada y reservas hidroeléctricas a 31 de diciembre por cuencas hidrográficas

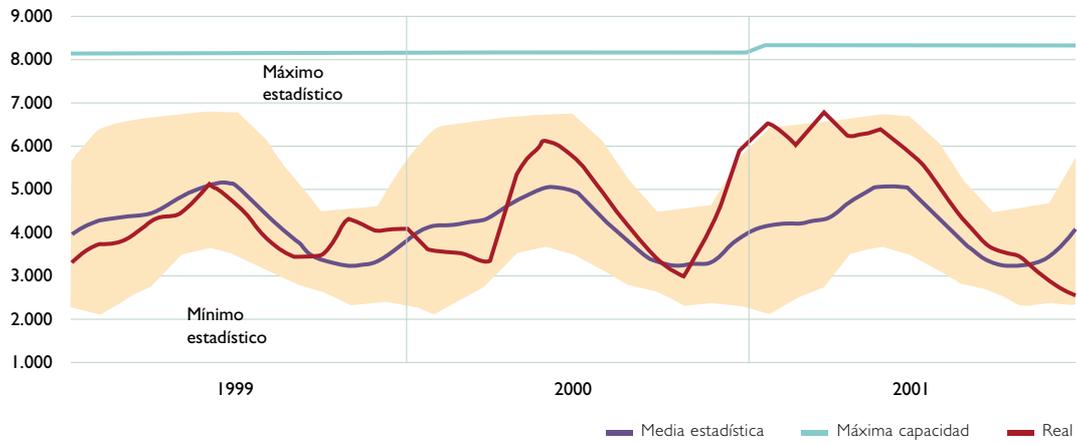


### Reservas hidroeléctricas. Evolución 1999-2001 (GWh)

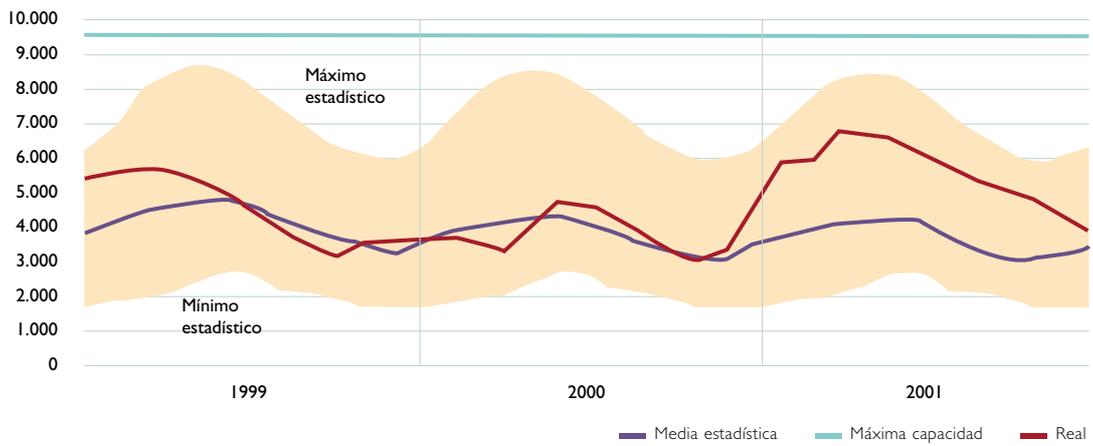




### Reservas hidroeléctricas en régimen anual. Evolución 1999-2001 (GWh)



### Reservas hidroeléctricas en régimen hiperanual. Evolución 1999-2001 (GWh)



## Producción en b.a. de las centrales de carbón

Centrales	Potencia	2000		2001		Δ%
	MW	GWh	%	GWh	%	
Aboño	916	7.217	9,4	6.832	10,0	-5,3
Lada	513	3.376	4,4	1.889	2,8	-44,0
Soto de Ribera	671	4.603	6,0	3.608	5,3	-21,6
Narcea	595	3.855	5,0	3.371	5,0	-12,5
Anllares	365	2.500	3,3	2.521	3,7	0,8
Compostilla	1.312	7.574	9,9	7.223	10,6	-4,6
La Robla	655	3.915	5,1	4.210	6,2	7,5
Guardo	516	3.232	4,2	2.426	3,6	-24,9
Puertollano	221	1.076	1,4	989	1,5	-8,1
Puente Nuevo	324	2.102	2,8	1.580	2,3	-24,8
<b>Total hulla+antracita</b>	<b>6.088</b>	<b>39.450</b>	<b>51,7</b>	<b>34.650</b>	<b>50,9</b>	<b>-12,2</b>
Los Barrios	568	4.310	5,6	4.018	5,9	-6,8
Litoral	1.159	7.783	10,2	7.597	11,2	-2,4
Pasajes	217	1.512	2,0	1.099	1,6	-27,3
<b>Total carbón importado</b>	<b>1.944</b>	<b>13.605</b>	<b>17,8</b>	<b>12.714</b>	<b>18,7</b>	<b>-6,5</b>
Serchs	160	767	1,0	246	0,4	-67,9
Escatrón	80	243	0,3	345	0,5	42,1
Teruel	1.102	7.253	9,5	5.267	7,7	-27,4
Escucha	160	794	1,0	608	0,9	-23,4
<b>Total lignito negro</b>	<b>1.502</b>	<b>9.056</b>	<b>11,9</b>	<b>6.467</b>	<b>9,5</b>	<b>-28,6</b>
Puentes	1.468	10.537	13,8	10.714	15,7	1,7
Meirama	563	3.725	4,9	3.534	5,2	-5,1
<b>Total lignito pardo</b>	<b>2.031</b>	<b>14.262</b>	<b>18,7</b>	<b>14.248</b>	<b>20,9</b>	<b>-0,1</b>
<b>Total</b>	<b>11.565</b>	<b>76.374</b>	<b>100,0</b>	<b>68.080</b>	<b>100,0</b>	<b>-10,9</b>



### Utilización y disponibilidad de los grupos de carbón

Grupos	Potencia MW	Producción GWh	Horas Func.	Coeficiente utilización (%)		Indisponibilidad (%)		Disponibilidad %
				s/Disponible*	En horas de acoplamiento**	Revisión Periódica	Averías	
Aboño 1	360	2.631	8.407	83,8	86,9	0,0	0,5	99,6
Aboño 2	556	4.201	8.171	91,3	92,5	0,0	5,5	94,5
Lada 3	155	421	3.160	41,7	86,0	5,5	20,2	74,3
Lada 4	358	1.468	4.786	61,2	85,7	19,4	4,2	76,5
Soto 1	67	210	3.870	35,8	81,0	0,0	0,0	100,0
Soto 2	254	1.442	6.769	65,2	83,9	0,0	0,6	99,5
Soto 3	350	1.956	6.539	73,5	85,5	10,8	2,4	86,8
Narcea 1	65	220	5.338	39,0	63,4	0,0	1,0	99,0
Narcea 2	166	569	4.347	55,1	78,9	8,4	20,7	71,0
Narcea 3	364	2.582	8.070	83,8	87,9	0,0	3,4	96,7
Anllares	365	2.521	7.916	80,1	87,3	0,0	1,6	98,4
Compostilla 1	141	553	4.408	46,1	89,0	0,0	2,8	97,2
Compostilla 2	141	635	4.953	52,6	90,9	0,0	2,2	97,8
Compostilla 3	330	2.213	7.352	78,9	91,2	0,0	3,0	97,0
Compostilla 4	350	1.704	5.687	67,9	85,6	12,3	5,9	81,8
Compostilla 5	350	2.118	6.893	71,2	87,8	0,0	2,9	97,1
La Robla 1	284	1.626	6.662	75,3	85,9	8,6	4,6	86,8
La Robla 2	371	2.584	8.196	82,4	85,0	0,0	3,5	96,5
Guardo 1	155	646	4.729	49,0	88,1	0,0	3,0	97,1
Guardo 2	361	1.780	5.354	61,2	92,1	0,0	8,1	91,9
Puertollano	221	989	5.671	54,7	78,9	0,0	6,6	93,4
Puente Nuevo	324	1.580	6.134	68,3	79,5	10,1	8,4	81,5
<b>Total hulla+antracita</b>	<b>6.088</b>	<b>34.650</b>	<b>6.558</b>	<b>71,0</b>	<b>86,8</b>	<b>3,8</b>	<b>4,8</b>	<b>91,5</b>
Los Barrios	568	4.018	8.451	84,0	83,7	0,0	3,8	96,2
Litoral 1	577	3.800	7.527	83,0	87,5	0,0	9,4	90,6
Litoral 2	582	3.797	7.869	79,7	82,9	0,0	6,5	93,5
Pasajes	217	1.099	6.093	66,0	83,1	10,2	2,2	87,6
<b>Total c.importado</b>	<b>1.944</b>	<b>12.714</b>	<b>7.739</b>	<b>80,5</b>	<b>84,5</b>	<b>1,2</b>	<b>6,1</b>	<b>92,8</b>
Serchs	160	246	1.728	29,4	89,0	0,0	40,4	59,6
Escatrón	80	345	5.912	64,4	72,9	0,0	23,6	76,4
Teruel 1	368	1.715	5.579	58,6	83,5	5,3	3,9	90,7
Teruel 2	368	1.725	5.385	58,5	87,0	6,0	2,6	91,5
Teruel 3	366	1.828	5.733	61,6	87,1	4,9	2,5	92,6
Escucha	160	608	4.476	45,0	84,9	0,0	3,6	96,4
<b>Total lignito negro</b>	<b>1.502</b>	<b>6.467</b>	<b>5.059</b>	<b>55,8</b>	<b>85,1</b>	<b>4,0</b>	<b>7,9</b>	<b>88,0</b>
Puentes 1	369	2.771	8.390	87,4	89,5	0,0	1,9	98,1
Puentes 2	366	2.811	8.516	89,1	90,2	0,0	1,6	98,5
Puentes 3	366	2.423	7.402	86,2	89,4	10,4	2,0	87,6
Puentes 4	367	2.709	8.098	87,4	91,2	0,0	3,6	96,4
Meirama	563	3.534	7.302	72,1	86,0	0,0	0,6	99,5
<b>Total lignito pardo</b>	<b>2.031</b>	<b>14.248</b>	<b>7.880</b>	<b>83,1</b>	<b>89,0</b>	<b>1,9</b>	<b>1,8</b>	<b>96,4</b>
<b>Total</b>	<b>11.565</b>	<b>68.080</b>	<b>6.794</b>	<b>73,0</b>	<b>86,6</b>	<b>3,0</b>	<b>4,9</b>	<b>92,1</b>

\*Es el cociente entre la producción real y la producción disponible o máxima producción que podría alcanzar la central funcionando a la potencia nominal durante las horas en la que está disponible

\*\*Es el cociente entre la producción real y la producción total que hubiese podido alcanzar la central funcionando a potencia nominal en el conjunto de horas en las que ha estado acoplada (produciendo)

### Producción en b.a. de las centrales de carbón por tipo de combustible

	2000		2001		Δ%
	GWh	%	GWh	%	
<b>Carbón nacional</b>	<b>35.900</b>	<b>47,0</b>	<b>34.297</b>	<b>50,4</b>	<b>-4,5</b>
Hulla+antracita	24.418	32,0	23.902	35,1	-2,1
Lignito negro	5.272	6,9	4.006	5,9	-24,0
Lignito pardo	6.210	8,1	6.389	9,4	2,9
<b>Carbón importado</b>	<b>37.341</b>	<b>48,9</b>	<b>31.373</b>	<b>46,1</b>	<b>-16,0</b>
<b>Total carbón</b>	<b>73.241</b>	<b>95,9</b>	<b>65.670</b>	<b>96,5</b>	<b>-10,3</b>
<b>Combustibles de apoyo</b>	<b>3.133</b>	<b>4,1</b>	<b>2.410</b>	<b>3,5</b>	<b>-23,1</b>
Fuel	1.750	2,3	989	1,5	-43,5
Gas natural	154	0,2	161	0,2	4,5
Gas siderúrgico	1.229	1,6	1.260	1,9	2,5
<b>Total</b>	<b>76.374</b>	<b>100,0</b>	<b>68.080</b>	<b>100,0</b>	<b>-10,9</b>

### Producción en b.a. de las centrales de fuel y mixtas

Centrales	Potencia MW	2000		2001		Δ%
		GWh	%	GWh	%	
Aceca 2	314	325	7,3	666	12,2	104,9
Almería	114	0	0,0	0	0,0	0,0
Badalona II	344	0	0,0	0	0,0	0,0
Burceña	66	0	0,0	0	0,0	0,0
Cádiz	138	0	0,0	0	0,0	0,0
Castellón	1.084	1.934	43,5	1.651	30,3	-14,6
C.Colón I y 3	230	57	1,3	143	2,6	151,2
Escombreras	858	986	22,2	1.237	22,7	25,4
Málaga	122	0	0,0	0	0,0	0,0
Sabón	470	656	14,8	950	17,4	44,7
San Adrián 2	350	128	2,9	264	4,8	106,0
Santurce 2	542	360	8,1	535	9,8	48,5
<b>Total fuel</b>	<b>4.632</b>	<b>4.446</b>	<b>100,0</b>	<b>5.446</b>	<b>100,0</b>	<b>22,5</b>
Aceca I	314	596	10,3	764	11,0	28,2
Algeciras	753	1.421	24,5	1.606	23,1	13,0
Besós	450	403	7,0	536	7,7	32,7
C.Colón 2	148	182	3,1	159	2,3	-12,5
San Adrián I y 3	700	463	8,0	719	10,3	55,4
Foix	520	678	11,7	978	14,1	44,4
Santurce I	377	527	9,1	480	6,9	-8,9
GICC (Elcogás)	320	1.533	26,4	1.712	24,6	11,7
<b>Total mixtas</b>	<b>3.582</b>	<b>5.803</b>	<b>100,0</b>	<b>6.954</b>	<b>100,0</b>	<b>19,8</b>
<b>Total</b>	<b>8.214</b>	<b>10.249</b>	<b>-</b>	<b>12.400</b>	<b>-</b>	<b>21,0</b>



### Utilización y disponibilidad de los grupos de fuel y mixtos

Grupos	Potencia MW	Producción GWh	Horas Func.	Coeficiente utilización (%)		Indisponibilidad (%)		Disponibilidad %
				s/Disponible*	En horas de acoplamiento**	Revisión Periódica	Averías	
Aceca 2	314	666	4.640	24,5	45,7	0,0	1,0	99,0
Almería 1	34	0	0	0,0	0,0	0,0	100,0	0,0
Almería 2	40	0	0	0,0	0,0	0,0	100,0	0,0
Almería 3	40	0	0	0,0	0,0	0,0	100,0	0,0
Badalona II 1	172	0	0	0,0	0,0	0,0	100,0	0,0
Badalona II 2	172	0	0	0,0	0,0	0,0	100,0	0,0
Burceña	66	0	0	0,0	0,0	0,0	100,0	0,0
Cádiz 1	34	0	0	0,0	0,0	0,0	100,0	0,0
Cádiz 2	34	0	0	0,0	0,0	0,0	100,0	0,0
Cádiz 3	70	0	0	0,0	0,0	0,0	100,0	0,0
Castellón 1	542	718	3.238	17,8	40,9	0,0	14,8	85,2
Castellón 2	542	932	4.217	26,2	40,8	16,2	8,8	75,1
C.Colón 1	70	10	430	1,7	33,2	0,0	5,9	94,1
C.Colón 3	160	133	2.104	9,8	39,5	0,0	3,4	96,6
Escombreras 1	70	0	0	0,0	0,0	0,0	45,1	54,9
Escombreras 2	70	0	0	0,0	0,0	0,0	63,1	36,9
Escombreras 3	140	356	4.979	30,0	51,1	0,0	3,4	96,6
Escombreras 4	289	490	3.068	22,2	55,3	0,0	12,8	87,2
Escombreras 5	289	392	2.767	17,9	49,0	8,6	4,7	86,7
Málaga 1	34	0	0	0,0	0,0	0,0	100,0	0,0
Málaga 2	88	0	0	0,0	0,0	0,0	100,0	0,0
Sabón 1	120	105	1.277	12,2	68,5	13,5	4,6	81,9
Sabón 2	350	845	3.378	27,9	71,5	0,0	1,3	98,7
San Adrián 2	350	264	2.133	9,9	35,4	0,0	12,8	87,2
Santurce 2	542	535	2.297	12,4	43,0	0,0	8,9	91,1
<b>Total fuel</b>	<b>4.632</b>	<b>5.446</b>	<b>2.499</b>	<b>18,4</b>	<b>47,1</b>	<b>2,8</b>	<b>24,1</b>	<b>73,1</b>
Aceca 1	314	764	5.216	29,4	46,6	5,1	0,4	94,6
Algeciras 1	220	433	4.137	24,6	47,6	0,0	8,9	91,2
Algeciras 2	533	1.174	3.966	28,7	55,5	0,0	12,5	87,5
Besós 1	150	1	10	0,1	66,7	0,0	32,1	67,9
Besós 2	300	534	3.042	22,9	58,5	0,0	11,4	88,6
C. Colón 2	148	159	2.249	14,2	47,8	0,0	13,9	86,1
San Adrián 1	350	459	2.898	17,0	45,3	0,0	11,8	88,2
San Adrián 3	350	260	1.975	11,0	37,6	0,0	22,6	77,4
Foix	520	978	4.012	23,2	46,9	0,0	7,4	92,6
Santurce 1	377	480	1.955	15,1	65,1	0,0	4,0	96,0
GICC (Elcogás)	320	1.712	6.824	71,2	78,4	3,0	11,3	85,8
<b>Total mixtos</b>	<b>3.582</b>	<b>6.954</b>	<b>3.524</b>	<b>25,1</b>	<b>55,1</b>	<b>0,7</b>	<b>11,1</b>	<b>88,3</b>
<b>Total</b>	<b>8.214</b>	<b>12.400</b>	<b>2.946</b>	<b>21,6</b>	<b>51,2</b>	<b>1,9</b>	<b>18,4</b>	<b>79,7</b>

\*Es el cociente entre la producción real y la producción disponible o máxima producción que podría alcanzar la central funcionando a la potencia nominal durante las horas en la que está disponible

\*\*Es el cociente entre la producción real y la producción total que hubiese podido alcanzar la central funcionando a potencia nominal en el conjunto de horas en las que ha estado acoplada (produciendo)

## Producción en b.a. de los grupos nucleares

Centrales	Potencia	2000		2001		Δ%
	MW	GWh	%	GWh	%	
Almaraz I	974	7.765	12,5	8.458	13,3	8,9
Almaraz II	983	7.683	12,4	7.883	12,4	2,6
Ascó I	1.028	8.012	12,9	8.121	12,7	1,4
Ascó II	1.027	8.795	14,1	8.159	12,8	-7,2
Cofrentes	1.025	7.715	12,4	8.587	13,5	11,3
Garoña	466	4.030	6,5	3.574	5,6	-11,3
José Cabrera	160	1.168	1,9	1.124	1,8	-3,8
Trillo I	1.066	8.733	14,0	8.424	13,2	-3,5
Vandellós II	1.087	8.305	13,4	9.375	14,7	12,9
<b>Total</b>	<b>7.816</b>	<b>62.206</b>	<b>100,0</b>	<b>63.705</b>	<b>100,0</b>	<b>2,4</b>

## Utilización y disponibilidad de los grupos nucleares

Grupos	Potencia MW	Producción GWh	Coeficiente utilización (%)		Indisponibilidad (%)		Disponibilidad %	
			Horas s/Disponible* Func.	En horas de acoplamiento**	Revisión Periódica	Averías		
Almaraz I	974	8.458	8.751	99,2	99,2	0,0	0,1	99,9
Almaraz II	983	7.883	8.239	97,3	97,3	5,8	0,1	94,1
Ascó I	1.028	8.121	8.080	97,8	97,8	7,6	0,1	92,3
Ascó II	1.027	8.159	8.119	97,8	97,9	7,0	0,3	92,7
Cofrentes	1.025	8.587	8.528	98,2	98,2	0,0	2,6	97,4
Garoña	466	3.574	7.746	99,0	99,0	11,6	0,0	88,5
José Cabrera	160	1.124	7.696	91,0	91,3	11,8	0,1	88,1
Trillo I	1.066	8.424	7.977	99,0	99,1	6,7	2,1	91,2
Vandellós II	1.087	9.375	8.746	98,6	98,6	0,0	0,1	99,9
<b>Total</b>	<b>7.816</b>	<b>63.705</b>	<b>8.298</b>	<b>98,2</b>	<b>98,2</b>	<b>4,5</b>	<b>0,7</b>	<b>94,8</b>

\*Es el cociente entre la producción real y la producción disponible o máxima producción que podría alcanzar la central funcionando a la potencia nominal durante las horas en la que está disponible

\*\*Es el cociente entre la producción real y la producción total que hubiese podido alcanzar la central funcionando a potencia nominal en el conjunto de horas en las que ha estado acoplada (produciendo)

## Glosario de Términos

**Agentes externos:** productores, distribuidores, comercializadores y consumidores cualificados de energía eléctrica no nacionales que están debidamente autorizados para operar en el mercado de producción español.

**Banda de regulación:** es la banda de potencia que el sistema dispone para la regulación, con el objeto de mantener el equilibrio generación-demanda corrigiendo las desviaciones involuntarias, que se producen en la operación en tiempo real, con el sistema europeo o de las desviaciones de la frecuencia del sistema respecto de los valores programados.

**Capacidad de intercambio comercial:** es la capacidad técnica máxima de importación y de exportación del sistema eléctrico español con el correspondiente sistema de un país vecino compatible con el cumplimiento de los criterios de seguridad establecidos para cada sistema.

**Capacidad térmica de la línea:** máxima potencia que puede transportar una línea eléctrica sin incumplir las distancias de seguridad. Este valor depende de las características de la línea y de las características ambientales (temperatura, viento e insolación).

**Comercializadores:** son aquellas personas jurídicas que, accediendo a las redes de transporte o

distribución, tienen como función la venta de energía eléctrica a los consumidores que tengan la condición de cualificados o a otros sujetos del sistema. Adicionalmente, pueden realizar contratos de adquisición de energía con empresas autorizadas a la venta de energía eléctrica en países de la Unión Europea o terceros países, así como con productores nacionales de electricidad en régimen especial. A partir de 1 de enero de 2003 o cuando todos los consumidores tengan la condición de cualificados, también con productores nacionales en régimen ordinario.

**Consumidores cualificados:** son aquellos que son suministrados en alta tensión (1 kV). A partir del 1 de enero del año 2003 tendrán la consideración de consumidores cualificados todos los consumidores de energía eléctrica.

**Consumos en bombeo:** energía empleada en las centrales hidráulicas de bombeo para elevar el agua desde el vaso inferior hasta el superior para su posterior turbinación.

**Consumos en generación:** energía utilizada por los elementos auxiliares de las centrales, necesaria para el funcionamiento de las instalaciones de producción.

**Contratos bilaterales:** contratos de suministro de energía eléctrica entre un consumidor cualifi-



cado o un agente externo y un productor o agente externo, por el que el vendedor se compromete a proporcionar al comprador una determinada cantidad de energía a un precio acordado entre ambos.

**Control de tensión:** servicio complementario que tiene por objeto garantizar el adecuado control de la tensión en los nudos de la red de transporte de forma que la operación del sistema se realice en las condiciones de seguridad y fiabilidad requeridas, el suministro de energía a los consumidores finales se efectúe con los niveles de calidad exigibles y las unidades de producción puedan funcionar en las condiciones establecidas para su operación normal.

**Demanda b.c. (barras de central):** energía inyectada en la red procedente de las centrales de régimen ordinario, régimen especial y del saldo de los intercambios internacionales. Para el traslado de esta energía hasta los puntos de consumo habría que detraer las pérdidas originadas en la red de transporte y distribución.

**Desvíos de regulación:** son los desvíos que se producen entre dos sistemas eléctricos como diferencia entre los intercambios internacionales programados y los intercambios internacionales físicos.

**Energías renovables:** son aquellas obtenidas de los recursos naturales y desechos, tanto industriales como urbanos. Incluyen la mini-hidráulica, solar, eólica, residuos sólidos industriales y urbanos, y biomasa.

**Energías no renovables:** aquellas obtenidas a partir de combustibles fósiles (líquidos o sólidos) y sus derivados.

**Garantía de potencia:** es una retribución que tiene por objeto proporcionar una señal económica para la permanencia e instalación de capacidad de generación en el sistema eléctrico, con el objeto de conseguir un nivel de garantía de suministro adecuado.

**Generación con bombeo en ciclo cerrado:** producción de energía eléctrica realizada por las centrales hidroeléctricas cuyo embalse asociado no recibe ningún tipo de aportaciones naturales de agua, sino que ésta proviene de su elevación desde un vaso inferior.

**Gestión de desvíos:** tiene por objeto resolver los desvíos entre generación y demanda que pudieran aparecer con posterioridad al cierre de cada sesión del mercado intradiario y hasta el inicio del horizonte de efectividad de la siguiente sesión.

**Intercambios de apoyo:** son programas que se establecen entre dos sistemas eléctricos para garantizar las condiciones de seguridad del suministro de cualquiera de los dos sistemas interconectados, en caso de urgencia para resolver una situación especial de riesgo en la operación de uno de los sistemas, previo acuerdo de los operadores respectivos y en ausencia de otros medios de resolución disponibles en el sistema que precise el apoyo.

**Intercambios internacionales físicos:** comprenden todos los movimientos de energía que se han realizado a través de las líneas de interconexión internacional durante un período determinado de tiempo. Incluye las circulaciones en bucle de la energía consecuencia del propio diseño de la red.

**Intercambios internacionales programados:** son los programas que se establecen entre dos sistemas eléctricos consecuencia del conjunto de

transacciones programadas en el mercado o mediante contratos bilaterales.

**Mercado de producción:** es el integrado por el conjunto de transacciones comerciales de compra y venta de energía y de otros servicios relacionados con el suministro de energía eléctrica. Se estructura en mercado diario e intradiario y los mercados de operación.

**Mercado diario:** es el mercado en el que se llevan a cabo las transacciones de compra y venta de energía eléctrica para el día siguiente.

**Mercado intradiario:** tiene por objeto atender los ajustes que en la oferta y demanda de energía se puedan producir con posterioridad a haberse fijado el mercado diario.

**Mercados de operación:** tienen por objeto adaptar los programas de producción resultantes de los mercados diarios e intradiarios a las necesidades técnicas de calidad y seguridad requeridas por el suministro de energía eléctrica. Están compuestos por la solución de restricciones técnicas, la asignación de los servicios complementarios y la gestión de desvíos. Estos mercados son gestionados por RED ELÉCTRICA, como responsable de la operación del sistema.

**Potencia instalada:** potencia máxima que puede alcanzar una unidad de producción, durante un período determinado de tiempo, medida a la salida de los bornes del alternador.

**Potencia neta:** potencia máxima que puede alcanzar una unidad de producción medida a la salida de la central, es decir, deducida la potencia absorbida por los consumos en generación.

**Producción b.a. (bornes de alternador):** producción realizada por una unidad de generación medida a la salida del alternador.

**Producción b.c. (barras de central):** energías medidas en bornes de alternador deducidos los consumos en generación y bombeo.

**Producibile hidráulico:** cantidad máxima de energía eléctrica que teóricamente se podría producir considerando las aportaciones hidráulicas registradas durante un determinado período de tiempo y una vez deducidas las detracciones de agua realizadas para riego o para otros usos distintos de la producción de energía eléctrica.

**Programa base de funcionamiento (PBF):** es el resultado de agregar al programa base de casación (programa resultante del mercado diario), la energía adquirida por los distribuidores al régimen especial y los contratos bilaterales ejecutados. Asimismo contiene el desglose de las producciones previstas por los grupos generadores. Este desglose es necesario como paso previo a la realización del análisis de seguridad del PBF.

**Red de Transporte:** conjunto de líneas, parques, transformadores y otros elementos eléctricos con tensiones superiores o iguales a 220 kV y aquellas otras instalaciones, cualquiera que sea su tensión, que cumplan funciones de transporte, de interconexión internacional y, en su caso, las interconexiones con los sistemas eléctricos españoles insulares y extrapeninsulares.

**Régimen especial:** instalaciones abastecidas por fuentes de energía renovables, residuos y cogeneración. Estas energías tienen un tratamiento económico especial. Comprende la energía pro-



ducida por todas las instalaciones acogidas al Real Decreto 2818/1998 de 23 de diciembre y al Real Decreto 2366/1994 de 9 de diciembre.

**Régimen ordinario:** instalaciones obligadas a ofertar en el mercado de producción, excluidas las mayores de 50MW que pertenecen al régimen especial.

**Regulación secundaria:** servicio complementario que tiene por objeto el mantenimiento del equilibrio generación-demanda, corrigiendo las desviaciones involuntarias, que se producen en la operación en tiempo real, del intercambio con el sistema europeo o de las desviaciones de la frecuencia del sistema respecto de los valores programados. Su horizonte temporal de actuación alcanza desde los 20 segundos hasta los 15 minutos. Se retribuye por dos conceptos: banda de regulación y energía de regulación secundaria.

**Regulación terciaria:** servicio complementario que tiene por objeto la restitución de la reserva de regulación secundaria que haya sido utilizada. Es aportada mediante la acción manual de subida o bajada de potencia de las centrales de generación o de bombeo que la oferten al menor precio. La reserva terciaria se define como la variación máxima de potencia del programa de generación que puede efectuar una unidad de producción en un tiempo máximo de 15 minutos, y que puede ser mantenida, al menos, durante 2 horas.

**Reservas hidroeléctricas** de un embalse, en un momento dado, es la cantidad de energía eléctrica que se produciría en su propia central y en todas las centrales situadas aguas abajo, con el vaciado completo de su reserva útil de agua en dicho momento, en el supuesto de que este vaciado se

realice sin aportaciones naturales. Los embalses de régimen **anual** son aquellos en los que, supuesto el embalse a su capacidad máxima, el vaciado del mismo se realizaría en un período inferior a un año. Los de régimen **hiper anual**, son aquellos en los que el tiempo de vaciado es superior al año.

**Restricciones en tiempo real:** se derivan de situaciones de alerta debidas a indisponibilidades del equipo generador, de la red de transporte o a demandas diferentes de las supuestas en el análisis de seguridad que se efectúa sobre el PBF.

**Restricciones técnicas PBF:** con posterioridad al Programa Base de funcionamiento, se analizan los programas de producción de los grupos (unidades físicas) y los intercambios internacionales previstos a fin de garantizar que estos programas son compatibles con que el suministro de energía eléctrica se realiza con las adecuadas condiciones de seguridad, calidad y fiabilidad y, en su caso, se resuelven las restricciones técnicas. En caso de que se identifiquen restricciones técnicas, éstas se resuelven modificando (redespachando) los programas de producción, dando lugar a un programa técnicamente viable.

**Servicios complementarios:** servicios que resultan necesarios para asegurar el suministro de energía en las condiciones adecuadas de seguridad, calidad y fiabilidad requeridas. Incluyen: regulación primaria, regulación secundaria, regulación terciaria y control de tensión de la red de transporte (en el futuro se desarrollará el servicio complementario de Reposición del servicio).

**Tasa de disponibilidad de la red de transporte:** indica el porcentaje de tiempo medio en que cada elemento de la red de transporte ha estado

disponible para el servicio, una vez descontadas las indisponibilidades por motivos de mantenimiento preventivo y correctivo, indisponibilidad fortuita u otras causas (como construcción de nuevas instalaciones, renovación y mejora).

**TIM (Tiempo de interrupción medio):** tiempo, en minutos, que resulta de dividir la ENS (energía no entregada al sistema debido a interrupciones del servicio acaecidas en la red de transporte), entre la potencia media del sistema peninsular:

**TIEPI:** es el tiempo de interrupción equivalente de la potencia instalada en los centros de transformación en media tensión.