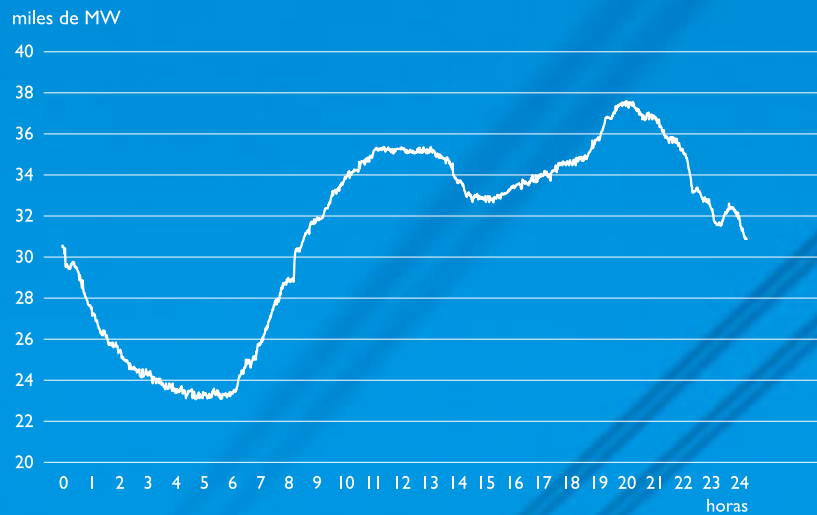




## ■ 2003

# El Sistema Eléctrico Español



**RED ELÉCTRICA**  
DE ESPAÑA



# Índice general



<b>El Sistema Eléctrico Español 2003</b>	<b>5</b>
<b>Sistema Peninsular</b>	<b>19</b>
1. Demanda de energía eléctrica	19
2. Cobertura de la demanda	25
3. Régimen ordinario	31
4. Régimen especial	45
5. Operación del sistema	49
6. Red de transporte	63
7. Calidad de servicio	71
8. Intercambios internacionales	77
<b>Sistemas Extrapeninsulares</b>	<b>85</b>
<b>El Sistema Eléctrico por Comunidades Autónomas</b>	<b>91</b>
<b>Comparación Internacional</b>	<b>107</b>
Glosario de términos	119



# El Sistema Eléctrico Español en 2003

El aspecto más destacado del comportamiento del Sistema Eléctrico en 2003 ha sido la evolución de la demanda de energía eléctrica, que un año más ha mantenido un crecimiento por encima de la media registrada en los países de la Europa occidental pertenecientes a la UCTE.

A este incremento del consumo de electricidad ha contribuido el repunte del crecimiento del Producto Interior Bruto español, que alcanzó en 2003 el 2,4%, 0,4 puntos mayor que en 2002, frente al incremento del 0,4% que registró el conjunto de países de la zona euro.

En el ámbito regulatorio, el hecho más destacado de 2003 ha sido la plena elegibilidad de suministrador eléctrico por los consumidores, en aplicación del Real Decreto 6/2000 de 23 de junio.

Durante este ejercicio ha seguido su curso el desarrollo de la Ley 54/1997, del Sector Eléctrico, con la publicación de nuevas disposiciones, entre las que cabe destacar por su importancia las siguientes:

- Ley 36/2003, de 11 de noviembre, de medidas de reforma económica.
- Ley 62/2003, de 30 de diciembre, de medidas fiscales, administrativas y del orden social.
- Real Decreto 1747/2003, de 19 de diciembre, por el que se regulan los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares.
- Orden ECO/2714/2003, de 25 de septiembre, por la que se desarrolla el Real Decreto 1432/2002, de 27 de diciembre, en lo referente a la cesión y/o titulización del coste correspondiente al desajuste de ingresos de las actividades reguladas anterior a 2003 y del coste correspondiente a las revisiones derivadas de los costes extrapeninsulares.

## Demanda de energía eléctrica

La demanda peninsular en barras de central (b.c.) ascendió a 224.208 GWh, lo que supone un incremento del 6,2% respecto a 2002, que descontando los efectos de laboralidad y temperatura alcanza el 4,8%.

Continuando la tendencia de los últimos años, el crecimiento de la demanda en el conjunto de los sistemas extrapeninsulares –Baleares, Canarias, Ceuta y Melilla– ha superado al del sistema peninsular, alcanzando este año el 9,6%.

Como resultado, la demanda total nacional se ha incrementado un 6,3% en el ejercicio del año 2003, frente al 2,7% del año anterior:

En cuanto a la demanda del sistema peninsular, durante el año 2003 se han establecido nuevos

## Evolución anual del PIB y la demanda de energía eléctrica peninsular (%)

	PIB	Incremento de demanda	
		comp. actividad económica	ΔDemanda
1999	4,2	6,1	6,5
2000	4,2	6,5	5,8
2001	2,8	4,9	5,4
2002	2,0	3,8	2,7
2003	2,4	4,8	6,2
1999-2003	12,0	21,5	21,6

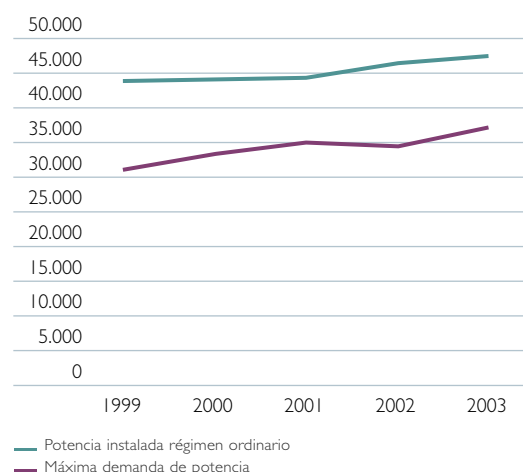
## Componentes de la variación de la demanda en b.c. (%)

	Incremento 02/01	Incremento 03/02
<b>Demanda en b.c.</b>	<b>2,7</b>	<b>6,2</b>
Componentes (1)		
Efecto temperatura (2)	-1,0	1,2
Efecto laboralidad	-0,1	0,2
Efecto actividad económica y otros	3,8	4,8

(1) La suma de efectos es igual al tanto por ciento de variación de la demanda total.

(2) Temperaturas medias diarias por debajo de 15°C en invierno y por encima de 20°C en verano, producen aumento de la demanda.

## Relación entre punta horaria de demanda y potencia instalada del régimen ordinario (MW)



máximos. Así el máximo histórico de demanda mensual quedó fijado en los 20.134 GWh registrados en enero, mientras que el máximo valor de energía diaria se produjo el 19 de febrero con 753 GWh. El día 18 de febrero se alcanzaron los récords históricos tanto de demanda de potencia media horaria como de punta de potencia entre las 19 y las 20 horas con 37.212 MW y 37.600 MW respectivamente.

Asimismo, se han superado los máximos históricos de verano de demanda de potencia media horaria y de demanda de energía diaria, alcanzados en junio con 34.538 MW y 708 GWh respectivamente.

## Cobertura de la demanda

La capacidad instalada en el parque generador del sistema peninsular, a 31 de diciembre de 2003, era

### Balance de potencia a 31-12-2003. Sistema eléctrico nacional (MW)

	Sistema peninsular	Sistemas extrapeninsulares	Total nacional
Hidráulica	16.657	1	16.658
Nuclear	7.876	-	7.876
Carbón	11.565	510	12.075
Fuel/Gas (*)	6.930	2.996	9.926
Ciclo Combinado	4.394	-	4.394
<b>Total régimen ordinario</b>	<b>47.422</b>	<b>3.507</b>	<b>50.929</b>
Hidráulica	1.496	0,5	1.496
Eólica	5.361	130	5.491
Otras renovables	674	36	711
No renovables	6.270	74	6.344
<b>Total régimen especial</b>	<b>13.801</b>	<b>241</b>	<b>14.042</b>
<b>Total</b>	<b>61.223</b>	<b>3.748</b>	<b>64.971</b>

(\*) Incluye GICC (Elcogás)

### Balance de energía eléctrica nacional

	Sistema peninsular		Sistemas extrapeninsulares		Total nacional	
	GWh	%03/02	GWh	%03/02	GWh	%03/02
Hidráulica	38.773	72,1	1	28,1	38.774	72,1
Nuclear	61.875	-1,8	-	-	61.875	-1,8
Carbón	72.249	-8,3	3.547	0,1	75.796	-7,9
Fuel/Gas (*)	8.035	-51,2	9.667	13,7	17.703	-29,1
Ciclo Combinado	14.990	182,4	-	-	14.990	182,4
<b>Producción (b.a.)</b>	<b>195.922</b>	<b>5,3</b>	<b>13.215</b>	<b>9,7</b>	<b>209.138</b>	<b>5,6</b>
- Consumos en generación	8.061	-3,4	825	2,0	8.886	-2,9
- Consumos bombeo	4.678	-32,8	-	-	4.678	-32,8
<b>Producción (b.c.)</b>	<b>183.182</b>	<b>7,3</b>	<b>12.390</b>	<b>10,3</b>	<b>195.574</b>	<b>7,4</b>
<b>+ Intercambios internacionales</b>	<b>1.264</b>	<b>-76,3</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>1.264</b>	<b>-76,3</b>
<b>+ Régimen especial</b>	<b>39.762</b>	<b>13,3</b>	<b>729</b>	<b>-0,3</b>	<b>40.491</b>	<b>13,0</b>
Hidráulica	4.933	30,9	2	35,3	4.935	30,9
Eólica	11.798	27,5	342	-1,8	12.140	26,4
Otras renovables	3.223	13,9	130	10,0	3.353	13,8
No renovables	19.808	3,0	255	-3,3	20.063	2,9
<b>Demanda (b.c.)</b>	<b>224.208</b>	<b>6,2</b>	<b>13.119</b>	<b>9,6</b>	<b>237.329</b>	<b>6,3</b>

(\*) Incluye GICC (Elcogás)

de 61.223 MW, de los cuales 47.422 MW correspondían al régimen ordinario y 13.801 MW al régimen especial.

Durante el año 2003 la potencia instalada ha aumentado 1.676 MW, de los que 1.600 corresponden a la entrada en servicio de tres grupos de ciclo combinado. Asimismo se dieron de baja equipos de fuel-oil por 564 MW. Por su parte la potencia correspondiente al régimen especial se incrementó respecto al año anterior en 1.138 MW, de los cuales el 73,1% corresponden a generación eólica.

Respecto a la cobertura de la demanda peninsular, las centrales pertenecientes al régimen ordinario han aumentado su producción neta en un 7,3%, aportando el 81,7% de la demanda. Por su parte, las adquisiciones procedentes del régimen especial han aumentado un 13,3% y el saldo importador de los intercambios internacionales se ha reducido un 76,3%, cubriendo respectivamente el 17,7% y el 0,6% de la demanda.

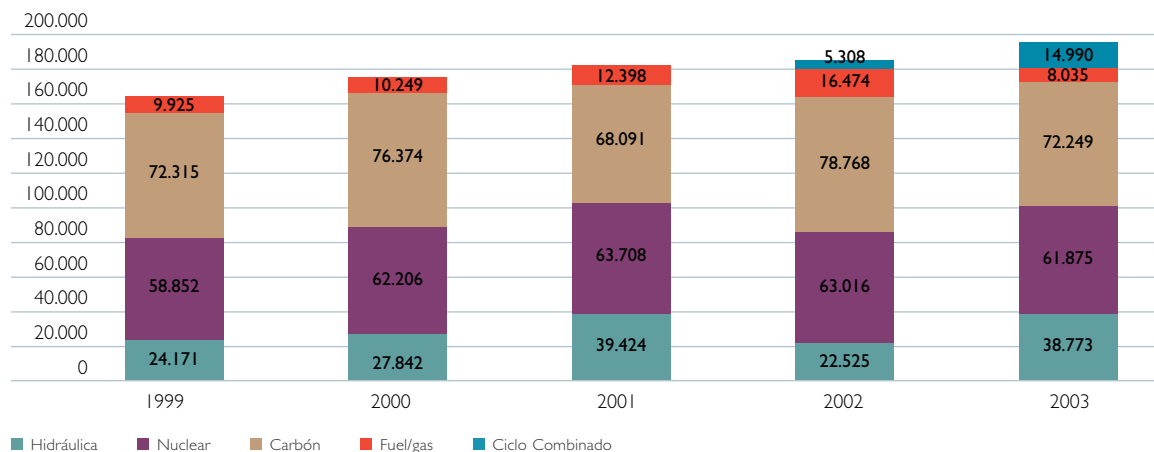
## Régimen ordinario

La estructura de la producción del sistema peninsular perteneciente al régimen ordinario ha variado sensiblemente respecto a la del año anterior, como consecuencia del fuerte incremento de las producciones hidroeléctrica y de ciclos combinados.

La producción hidroeléctrica ha sido un 72,1% superior a la de 2002, aportando el 19,8% de la generación total del régimen ordinario, casi ocho puntos porcentuales más que el año anterior. Como consecuencia de la mayor hidráulidad, las centrales de carbón y fuel-oil han reducido sus producciones en un 8,3% y en un 51,2% respectivamente.

La entrada en funcionamiento de tres nuevas centrales de ciclo combinado ha conducido a un elevado incremento de producción con esta tecnología, un 182,4% más que el año anterior, con una participación del 7,7% en la estructura de la producción del régimen ordinario, casi cinco puntos porcentuales superior a 2002.

**Estructura de la producción en b.a. del régimen ordinario por tipo de central (GWh)**



Desde el punto de vista hidrológico, el año 2003 ha sido un año húmedo en su conjunto alcanzándose un producible hidroeléctrico peninsular de 33.273 GWh, un 15% superior al valor histórico medio y un 58% por encima del registrado en 2002.

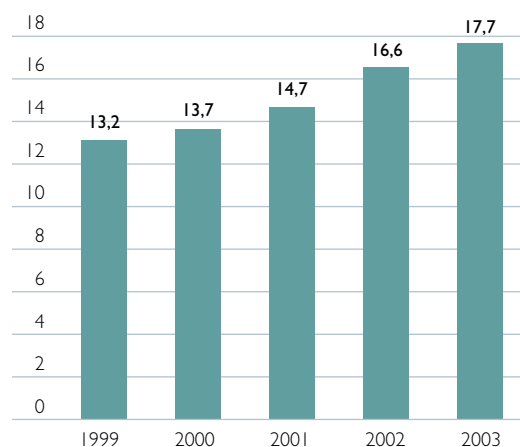
A pesar del elevado registro de producible hidroeléctrico, la alta generación hidroeléctrica del conjunto del año ha conducido a un ligero descenso de las reservas hidroeléctricas peninsulares durante la segunda mitad de año. Dichas reservas han alcanzado un 58% de su capacidad máxima al final del año, 2 puntos porcentuales inferior a las del año 2002.

## Régimen especial

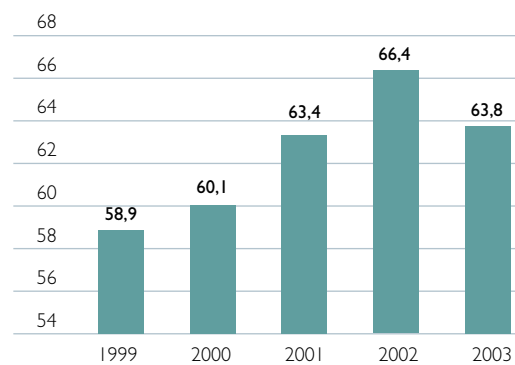
La energía procedente del régimen especial ha cubierto el 17,7% de la demanda en barras de central, un punto porcentual más que en 2002.

Las energías renovables han igualado por primera vez su participación a la de las energías no renovables aportando el 50% del total de energía del régimen especial,

### Aportación del régimen especial a la cobertura de la demanda peninsular en b.c. (%)



### Coste medio de la energía adquirida al régimen especial (€/MWh)



Datos provisionales  
Fuente: CNE

cinco puntos porcentuales más que en el 2002. De esta forma, las energías renovables se han incrementado en un 25,9%, siendo la energía eólica la que ha contribuido en más de la mitad a este crecimiento.

El precio medio de la energía adquirida al régimen especial ha sido 63,8 €/MWh, un 3,9% inferior al del año anterior:

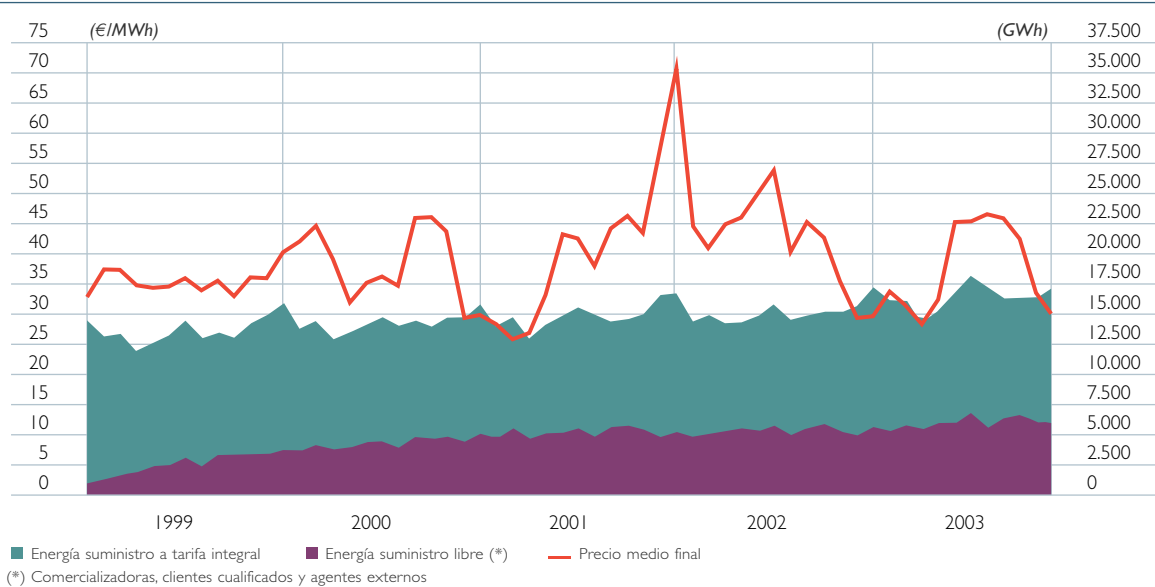
## Operación del sistema

Durante el año 2003 la energía contratada en el mercado de generación (excluyendo la demanda del consumo de bombeo) ha sido de 197.971 GWh, un 9% más que en el año anterior. De este total, el 36% corresponde a las comercializadoras, consumidores cualificados y agentes externos para la exportación y el 64% restante al suministro a tarifa.

El precio medio final de adquisición de la energía en el mercado eléctrico ha sido de 37,26 €/MWh, un 18,5% inferior al del año 2002.

El precio conjunto de los mercados diarios e intradiarios, ha representado el 81,2% del precio total,

## Evolución de la energía mensual y precios en el mercado de producción



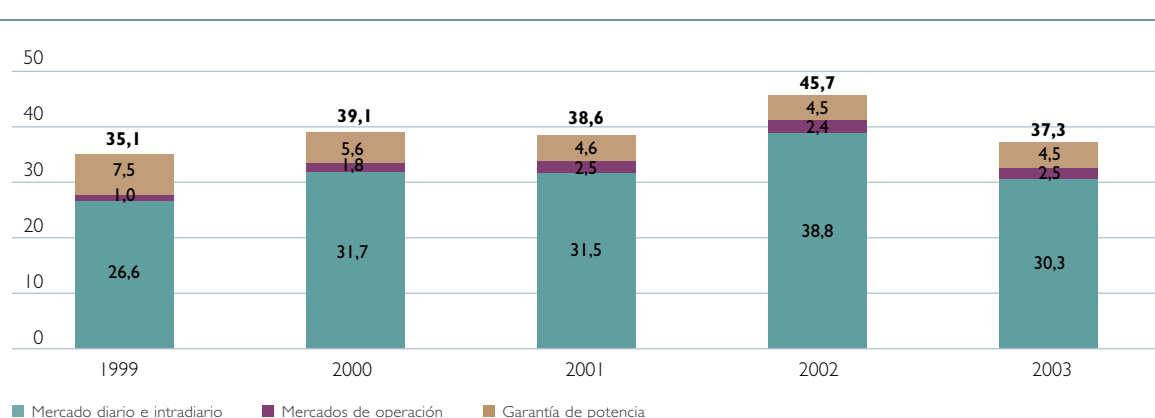
mientras que el coste de la garantía de potencia ha supuesto el 12,1% y el coste resultante de los mercados de operación y el coste derivado de la gestión de los contratos internacionales ha supuesto el 6,7%.

En el mercado diario se han gestionado un total de 198.046 GWh, lo que supone el 97,3% de la energía total adquirida, con un precio medio de

30,26 €/MWh. Respecto al año anterior, la energía adquirida en el mercado diario aumentó en un 7,3% y el precio disminuyó un 22,2%.

En el mercado intradiario, el volumen de energía negociada ha ascendido a 17.758 GWh de la que un 30,9% ha supuesto aumento neto de la demanda y/o consumo de bombeo. El precio medio de la energía gestionada en el mercado

## Precios horarios finales en el mercado de producción (€/MWh)





intradía es de 28,45 €/MWh, un 6% inferior al del mercado diario.

La repercusión del mercado intradía sobre el precio final de la energía ha representado una disminución de 0,003 €/MWh.

La energía gestionada por RED ELÉCTRICA en el conjunto de los mercados de operación ascendió a 12.718 GWh, un 19,6% superior a la del año 2002 y representa un 6,2% de la energía total adquirida en el mercado de producción. La repercusión de estos mercados sobre el precio final de la energía es de 2,30 €/MWh, lo que representa un 6,2% del precio final de la energía.

La energía programada por solución de restricciones técnicas tras la casación del mercado diario fue de 4.409 GWh, un 83,1% más que en el año 2002, con una repercusión de 0,97 €/MWh frente a los 0,59 €/MWh del año anterior.

En año 2003, la potencia media horaria de regulación ha ascendido a 1.190 MW, con una repercusión media en el precio final de 0,78 €/MWh. En el año anterior la repercusión del coste de banda de regulación secundaria fue de 1,07 €/MWh.

La gestión de los servicios complementarios de regulación secundaria y terciaria, así como la energía de solución de restricciones técnicas en tiempo real y la energía asignada por gestión de desvíos suponen una repercusión de 0,55 €/MWh sobre el precio final de la energía, valor inferior en un 28,5% al del año 2002.

La energía gestionada en el proceso de regulación secundaria en el año 2003 asciende a 1.967 GWh, la energía de regulación terciaria asciende a 3.648

GWh, la energía de gestión de desvíos a 2.018 GWh y la de restricciones en tiempo real a 675 GWh.

## Intercambios internacionales

Los intercambios internacionales programados durante el año 2003 han ascendido a un total de 15.894 GWh, valor superior en un 14% al registrado durante 2002. Este crecimiento se produce como consecuencia del incremento del 71% del volumen de programas de exportación respecto a 2002, lo que ha compensado ampliamente la disminución, en un 11%, de los programas de importación.

El saldo de los programas de intercambio fue importador, por un valor de 1.200 GWh, lo que representa una reducción del 77% respecto al saldo importador de 2002.

El volumen total de los programas de importación, 8.547 GWh, fue ejecutado en un 81% del total a través de la interconexión con Francia (6.903 GWh). Además, se importaron 1.633 GWh y 11 GWh a través de las interconexiones con Portugal y Marruecos, respectivamente.

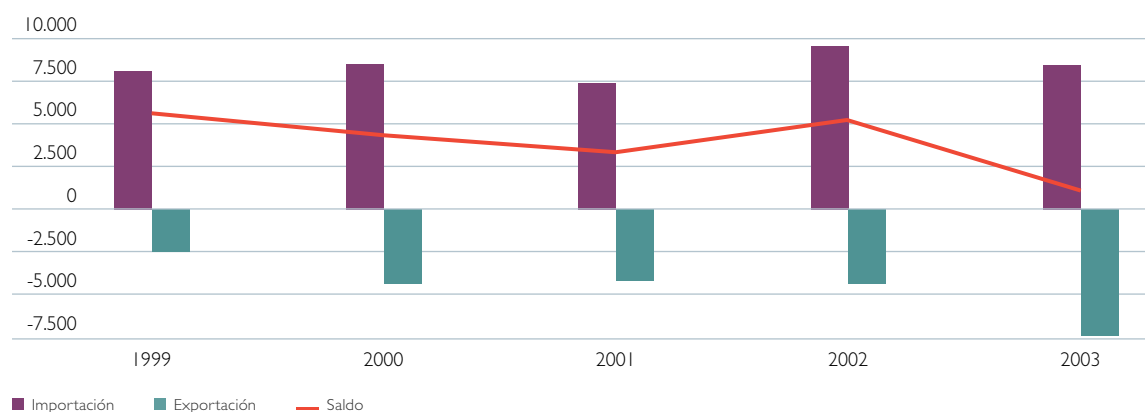
Los programas de exportación han alcanzado un volumen total de 7.347 GWh, ejecutándose en un

### Saldo de los intercambios internacionales programados (GWh)

<b>Contratos de RED ELÉCTRICA</b>	<b>4.159</b>
<b>Transacciones (mercado + contratos bilaterales físicos)</b>	<b>-2.968</b>
Comercializadoras	-2.005
Productores	-218
Agentes externos	-745
<b>Intercambios de apoyo desde sistema eléctrico español</b>	<b>0</b>
<b>Intercambios de apoyo al sistema eléctrico español</b>	<b>10</b>
<b>Total</b>	<b>1.200</b>

Saldo importador (positivo), saldo exportador (negativo)

## Evolución del saldo neto de los intercambios internacionales programados (GWh)



## Utilización de los contratos de RED ELÉCTRICA

	Energía (GWh)	Utilización (%)
Suministro de EDF a RED ELÉCTRICA	4.160	86
Suministro de RED ELÉCTRICA a EDF	2	4

60% a través de la interconexión con Portugal (4.433 GWh), y en un 20% y un 16% a través de las interconexiones con Marruecos y Francia, respectivamente, a lo que se han sumado 271 GWh a través de la interconexión con Andorra.

Los niveles de utilización de la capacidad comercial de las interconexiones internacionales que han registrado mayor variación respecto a 2002 han sido los de la interconexión con Francia, en sentido importador, con una utilización media del 62% frente al 96% en 2002, y en sentido exportador, en la interconexión con Portugal, que ha alcanzado un valor próximo al 50%, frente al 31% de 2002.

## Red de transporte

Durante el año la red de transporte se ha incrementado en un total de 560 km, de los cuales 525

## Evolución del sistema de transporte y transformación\*

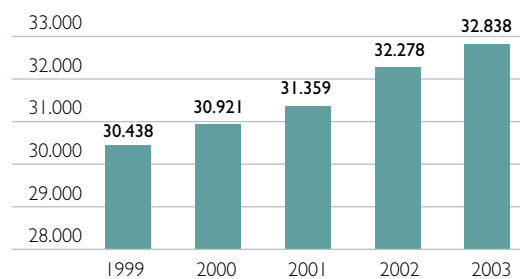
		1999	2000	2001	2002	2003
km de circuito a 400 kV	RED ELÉCTRICA	14.278	14.658	14.839	15.745	16.270
	Otras empresas	260	260	341	285	285
	<b>Total</b>	<b>14.538</b>	<b>14.918</b>	<b>15.180</b>	<b>16.030</b>	<b>16.555</b>
km de circuito a 220 kV	RED ELÉCTRICA	4.280	4.280	4.327	11.185	11.193
	Otras empresas	11.620	11.723	11.852	5.063	5.091
	<b>Total</b>	<b>15.900</b>	<b>16.003</b>	<b>16.179</b>	<b>16.248</b>	<b>16.283</b>
Capacidad de transformación 400/AT (MVA) (**)	RED ELÉCTRICA	17.913	19.613	20.213	26.966	31.616
	Otras empresas	26.144	26.149	27.499	16.206	16.206
	<b>Total</b>	<b>44.057</b>	<b>45.762</b>	<b>47.712</b>	<b>43.172</b>	<b>47.822</b>

(\*) Situación a 31 de diciembre de cada año

(\*\*) Desde el 2002 sólo se consideran transformadores de la Red de Transporte.

Los datos de 2002 y 2003 reflejan la adquisición de los activos de transporte a otras empresas por RED ELÉCTRICA

## Evolución de la red de transporte de 400 y 220 kV (km)\*



(\*) Situación a 31 de diciembre de cada año

corresponden a circuitos de 400 kV y 35 a circuitos de 220 kV. Asimismo, la capacidad de transformación 400 kV/AT se ha incrementado en 4.650 MVA. Este año se han puesto en servicio dos reactancias de 150 MVA cada una en la red de transporte.

Es significativo resaltar que desde el año 1996, la red de transporte española se ha incrementado más que ninguna otra en Europa, poniéndose en servicio durante este período un total de 3.159 km.

## Calidad de servicio

En relación a la red de transporte, es importante destacar la alta calidad de servicio que ofrece,

evaluada en función de la elevada disponibilidad de las instalaciones que la componen y de las reducidas interrupciones del suministro debidas a incidencias en dicha red.

La tasa de disponibilidad de los elementos de la red de transporte ha sido del 97,95%, superior a la registrada en 2002, que fue del 97,62%. La tasa de disponibilidad de las líneas propiedad de Red Eléctrica se ha situado en el 98,04%.

Durante el año 2003 se registraron 25 cortes de mercado en la red de transporte peninsular, lo que ha supuesto un total de energía no suministrada de 466 MWh. El tiempo de interrupción medio de la red de transporte ha sido de 1,10 minutos, 0,92 minutos menos que en 2002, muy inferior al valor de referencia que figura en el artículo 26.2 del Real Decreto 1955/2000 de 1 de diciembre que debe ser inferior a 15 minutos.

## Seguridad del sistema

RED ELÉCTRICA determina la incorporación o retirada de la generación necesaria para que en todo momento se cumplan los criterios de seguridad establecidos en el correspondiente procedimiento

## Calidad de la red de transporte

Año	ENS (MWh)			TIM (minutos)		
	RED ELÉCTRICA(*)	Resto empresas	Total	RED ELÉCTRICA(*)	Resto empresas	Total
1999	0	676	676	0,00	1,93	1,93
2000	1	778	779	0,00	2,10	2,11
2001	107	6.883	6.990	0,27	17,59	17,87
2002	0	803	803	0,00	2,01	2,01
2003	360	106	466	0,85	0,25	1,10

(\*) En el año 2003 para Red Eléctrica se incluyen los activos adquiridos  
ENS: Energía no suministrada  
TIM: Tiempo de interrupción medio

de operación "Criterios de funcionamiento y seguridad para la operación del sistema eléctrico".

Durante el año 2003 se ha aplicado interrumpibilidad de tipo C los días 12 y 13 de junio y el 10 de julio, todos ellos en época de calor. La zona afectada ha sido la mitad sur de la península: Andalucía, zona Centro y Levante, el primer día, y sólo Andalucía, los otros dos días. La potencia interrumpida ha sido de 600 MW, el día 12 de junio, y 350 y 400 MW, en los días 13 de junio y 10 de julio, respectivamente.

## Costes del suministro de energía eléctrica

El coste medio del suministro de energía eléctrica en el año 2003 ha sido de 69,8 €/MWh. Este coste recoge el importe de la energía adquirida por los consumidores cualificados en el mercado de producción, y su cálculo se ha realizado con los datos de la liquidación anual de las actividades reguladas publicadas por la Comisión Nacional de la Energía (CNE).

La actividad de generación representa el 65,5% de este coste, del que el 50,2% corresponde al coste de

generación de la energía en el mercado de producción y el 15,3% al de la energía generada por el régimen especial. Por su parte, los costes de las actividades de transporte y distribución suponen el 4,7% y el 20,5%, respectivamente, y los de diversificación y seguridad de abastecimiento, junto a los costes de revisión de la generación extrapeninsular y desajustes de ingresos y a los costes permanentes del sistema que se recuperan como cuotas sobre la facturación, representan el 9,2% del coste total del suministro.

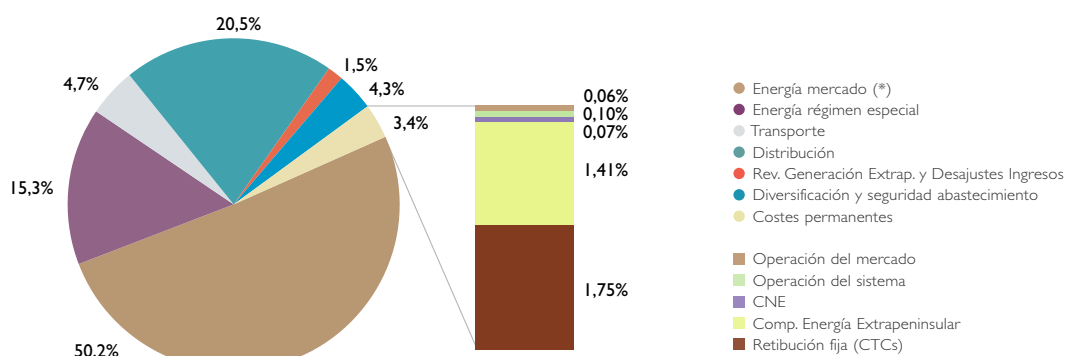
## Sistema eléctrico internacional

El año 2003, en lo que respecta al Sistema Eléctrico en el contexto internacional, podría recordarse como el año de los "apagones".

El día 3 de febrero se produjo un apagón completo en Argelia, motivado por la pérdida de alimentación de gas natural que provocó la desconexión de 350 MW, con la consiguiente actuación de las redes de las interconexiones entre Marruecos y Argelia.

Durante el mes de marzo se sucedieron dos apagones, prácticamente consecutivos, en Colombia y Ecuador.

### Componentes del coste de suministro de energía eléctrica (%)



(\*) Incluye el coste de adquisición de la energía en el mercado tanto por los distribuidores como por los comerciantes y consumidores cualificados

## Cortes de suministro más importantes en el sistema eléctrico internacional

	Fecha	Consumidores afectados	Demanda (MW)	Tiempo de reposición
Canadá y EE.UU	14 de ago.	50.000.000	61.800	24 horas(*)
Londres	28 de ago.	410.000	720	47 minutos
Birmingham	5 de sep.	20.000	253	11 minutos
Sur de Suecia y Este de Dinamarca	23 de sep.	4.000.000	6.600	2 horas
Italia (excepto Cerdeña)	28 de sep.	60.000.000	27.702	20 horas

(\*) Después de las 24 horas quedaban por reponer 19.900MW

Pero sin duda los más significativos por su repercusión internacional, el número de afectados y las consecuencias económicas fueron los ocurridos en Europa y Norteamérica.

Según se indica en los estudios realizados, las causas que desencadenaron el apagón del 14 de agosto en Canadá y EE.UU. fueron debidas principalmente a la complejidad de la operación y de la organización sectorial y a la baja inversión en generación y transporte por la insuficiente rentabilidad.

Asimismo, el apagón de Italia provocado por un problema importante de falta de coordinación en la operación, tuvo especiales repercusiones por el impacto ocasionado.

## Mercado Ibérico de Electricidad (MIBEL)

En noviembre de 2001 se firmó entre las administraciones española y portuguesa un protocolo de colaboración para la creación del Mercado Ibérico de Electricidad. En dicho protocolo se establecieron las distintas etapas y procedimientos para la convergencia progresiva de los sistemas eléctricos de España y Portugal hacia el objetivo de un mercado eléctrico único. Dos cumbres hispano-lusas, la de Valencia en octubre de 2002 y la de Figueira da Foz de

noviembre de 2003, han permitido definir con mayor claridad las condiciones de funcionamiento del nuevo mercado común. La firma el 20 de enero de 2004 del acuerdo por el que las dos administraciones se comprometen al comienzo del mercado Ibérico ha sido, con todo, el hito definitivo.

A partir de la firma del protocolo RED ELÉCTRICA DE ESPAÑA (REE) y REDE ELÉCTRICA NACIONAL (REN) han realizado un trabajo común que se ha desarrollado en varios campos entre los que destacan:

- **Medidas organizativas.** Siguiendo el "Modelo de Mercado de las Comisiones Reguladoras" publicado el 13 de enero de 2003, REE y REN con el apoyo del Operador del Mercado de Electricidad (OMEL), realizaron el diseño de las medidas técnicas y organizativas para la necesaria puesta en funcionamiento del Mercado Ibérico de Electricidad.
- **Procedimientos de operación.** A finales de 2003, REE y REN habían desarrollado y presentado para su aprobación a las Administraciones de ambos países los siguientes Procedimientos de Operación:
  - "Funcionamiento del Sistema".
  - "Operación del Sistema de Producción y Transporte"
  - "Caracterización de la Red de Transporte"

- "Base de Datos Estructural del Sistema"
- "Mantenimiento de la Red de Transporte"

- **Previsión de la demanda, análisis de la cobertura de la demanda y planificación conjunta.**

En este campo se han realizado conjuntamente los siguientes informes:

- Desarrollo de la red de España y Portugal para la implantación del MIBEL. Estudio conjunto REE- REN. Horizonte 2004/05 y 2007/08.
- Previsión de la cobertura y planificación conjunta. Resumen 2003.
- Previsión de la demanda en barras de central para el período 2004-2015.
- Metodología de previsión de la demanda de electricidad.
- Previsión conjunta de la cobertura de la demanda para el período 2004-2015.

- **Establecimiento y refuerzo de interconexiones.**

La situación de las interconexiones que REE y REN han definido de cara a la integración del Mercado Ibérico es la siguiente:

- Interconexión Cartelle-Lindoso: El segundo circuito se ha puesto en servicio en abril de 2004.
- Interconexión Alqueva-Balboa: La puesta en servicio está prevista para diciembre de 2004.
- Eje del Tajo: están previstas las repotenciaciones para incrementar las capacidades de transporte para el horizonte 2004-2006.
- Eje del Duero: se prevé la construcción de una nueva subestación en Portugal a 400 kV (Douro Internacional) y nuevas interconexiones a 400 kV para el horizonte 2007.

Además de estas actuaciones, REE y REN han trabajado en una propuesta conjunta de un mecanismo de mercado para la gestión de la interconexión.

# 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).

**Ciclo combinado:** tecnología de generación de energía eléctrica en la que el calor generado en la combustión de turbinas de gas se lleva a una caldera convencional o a un elemento recuperador del calor y se emplea para mover una turbina de vapor; incrementando el rendimiento del proceso. A ambas turbinas, de gas y vapor, van acoplados generadores eléctricos.

**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:** consumidor que puede elegir suministrador de energía eléctrica. Según el Real Decreto Ley 6/2000 de 23 de junio, a partir del 1 de enero de 2003 tienen 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 cualificado 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 extraer 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.

**Índice de producible hidráulico:** cociente entre la energía producible y la energía producible media, referidas ambas a un mismo periodo y a un mismo equipo hidroeléctrico.

**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:** comprende todos los movimientos de energía que se han reali-

zados 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.

**Interrumpibilidad:** derecho del transportista de suspender en todo o en parte el servicio que realiza debido a limitaciones que reducen la capacidad de la red, lo que solo se realiza si peligran la fiabilidad del sistema o existe una situación de emergencia.

**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.

**Producción neta:** producción de energía en b.a (bornes de alternador), menos la consumida por los servicios auxiliares y las pérdidas en los transformadores.

**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 producida 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 50 MW 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 regu-

lación 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 **hiperannual**, 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 total en que cada elemento de la red de transporte ha estado disponible para el servicio, ponderado por la potencia nominal de cada instalación, 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.

Información elaborada con datos a 1 de marzo de 2004.

**Edita:**

RED ELÉCTRICA DE ESPAÑA  
Pº del Conde de los Gaitanes, 177  
28109 Alcobendas · Madrid  
[www.ree.es](http://www.ree.es)

**Diseño y maquetación:**

Estudio Gráfico Juan de la Mata  
[www.juandelamata.com](http://www.juandelamata.com)

**Depósito Legal:** M-27479-2004