



Operación del Sistema Eléctrico

INFORME 1999



RED ELÉCTRICA
DE ESPAÑA

Índice general —•

3	1. El Sector Eléctrico Español en 1999
11	2. Demanda de energía eléctrica
12	2.1 Comportamiento de la demanda de energía eléctrica
13	2.2 Factores explicativos del crecimiento de la demanda de energía eléctrica
17	Gráficos y cuadros
23	3. Equipo generador y producción de energía eléctrica
23	3.1 Equipo generador instalado
25	3.2 Comportamiento del equipo generador
26	3.3 Balance de energía eléctrica
27	3.4 Producción de las centrales hidroeléctricas
29	3.5 Producción de las centrales térmicas de carbón
30	3.6 Producción de las centrales térmicas de fuel y mixtas
30	3.7 Producción de las centrales nucleares
31	Gráficos y cuadros
57	4. Operación del sistema
58	4.1 Actuaciones a medio y corto plazo
59	4.2 Mercados de operación
64	4.2.1 Resolución de restricciones técnicas
65	4.2.2 Servicios complementarios
70	4.2.3 Gestión de desvíos
72	4.3 Operación en tiempo real
75	4.4 Actuaciones posteriores al tiempo real
76	4.5 Operación del sistema durante la transición al año 2000
79	Gráficos y cuadros
89	5. Red de transporte
89	5.1 Red de transporte de energía eléctrica
91	5.2 Calidad de servicio de la red de transporte
91	5.3 Tasa de indisponibilidad y descargos en líneas de la red de transporte
92	5.4 Restricciones técnicas, oscilaciones de tensión y nivel de carga en la red de transporte
93	5.5 Pérdidas de la red de transporte
97	Gráficos y cuadros
105	6. Régimen especial
106	6.1 Potencia instalada y energía adquirida al régimen especial
108	6.2 Coste de la energía adquirida al régimen especial
109	Gráficos y cuadros
115	7. Intercambios internacionales
115	7.1 Contratos suscritos por RED ELÉCTRICA
116	7.2 Transacciones internacionales de los agentes del mercado y ejecución de contratos bilaterales físicos
117	7.3 Saldo de los intercambios internacionales
119	7.4 Capacidad de intercambio comercial y grado de utilización
123	Gráficos y cuadros
131	Anexos
131	Extrapeninsulares
137	Comparación internacional

1 El Sector Eléctrico Español en 1999

La experiencia liberalizadora del sector eléctrico español, iniciada a raíz de la publicación a finales de 1997 de la Ley 54/1997 del Sector Eléctrico, ha alcanzado su madurez durante 1999 en un marco de eficiencia y creciente participación por parte de los nuevos agentes que se han ido incorporando al mercado y en ausencia de incidentes dignos de mención, tanto desde el punto de vista del mercado como de la propia operación del sistema.

En este sentido hay que destacar la total normalidad con que el sector eléctrico español superó el "Efecto 2000", debido a los programas desarrollados por la Administración, las empresas eléctricas y en especial por RED ELÉCTRICA como responsable de la operación técnica del sistema, para evitar o minimizar los efectos negativos del tránsito al año 2000.



Calendario de acceso a la condición de cliente cualificado

Fecha	Requisito
1 de enero 1998	Consumo anual > 15 GWh
1 de enero 1999	Consumo anual ≥ 5 GWh
1 de abril 1999	Consumo anual ≥ 3 GWh
1 de julio 1999	Consumo anual ≥ 2 GWh
1 de octubre 1999	Consumo anual ≥ 1 GWh
1 de julio 2000	Suministros a tensión > 1000 V
1 de enero 2003(*)	Todos los consumidores

(*) Real Decreto-Ley 6/2000 de 23 de junio.

A finales de 1999 un 46 por ciento de la demanda de energía eléctrica se encontraba liberalizada, al poder acceder todos los clientes con consumos superiores a 1 GWh/año a la condición de cualifica-

do y poder comprar la energía al margen de la tarifa regulada, siendo el número de clientes cualificados registrados a 1 de junio de 2000 de 7.716.

En este sentido es importante destacar la publicación del Real Decreto-Ley 6/1999, de 16 de abril, de medidas de urgente liberalización e incremento de la competencia, por el que se aceleraba el calendario de liberalización, adelantando al 1 de julio de 2000 la posibilidad de elección a todos los consumidores con suministros a tensión superior a 1.000 voltios. Dentro del nuevo paquete de medidas de liberalización de la economía española, aprobado mediante Real Decreto-Ley 6/2000 de 23 de junio, se ha vuelto a modificar este calendario, estableciéndose para todos los consumidores la condición de cualificado a partir del 1 de enero de 2003.

Registro administrativo de distribuidores, comercializadores y consumidores cualificados (1 de junio de 2000)

Sección	Actividad	Número de autorizaciones
1	Distribuidores	231
2	Comercializadores	143
3	Consumidores cualificados	7.716
4	Agentes externos	8
Total autorizaciones		8.098

Durante 1999 se ha continuado con el desarrollo normativo de la Ley 54/1997, publicándose nuevas disposiciones legales, entre las que habría que destacar por su importancia para el funcionamiento del mercado la Orden Ministerial de 12 de abril, por la que se dictan las instrucciones técnicas complementarias al Reglamento de puntos de medida de los consumos y tránsitos de energía eléctrica, y la

Orden Ministerial de 14 de junio de 1999 por la que se establece la retribución de la actividad de distribución de energía eléctrica.

En el marco de la política de privatizaciones desarrollada por el Gobierno y desde el convencimiento, manifestado en la exposición de motivos de la Ley 54/1997, de que no es necesario que el Estado se reserve para sí el ejercicio de ninguna de las actividades que integran el suministro eléctrico, en julio de 1999 se produjo la salida a bolsa de RED ELÉCTRICA, mediante una Oferta Pública de Venta de un 31,5% del capital que estaba en manos de la SEPI, reduciéndose la participación del Estado, a través de dicha sociedad, al 28,5% del capital de RED ELÉCTRICA.

A primeros de julio de 1999 se constituyó formalmente en Frankfurt la Asociación de Operadores de Sistemas de Transmisión Europeos (ETSO). El objetivo básico de la organización es constituir un órgano de consulta de los operadores de transporte con la Comisión Europea y los agentes del mercado en el proceso de formación efectiva del mercado interno de la electricidad. La ETSO incluye además de los Estados miembros de la UE a Noruega y Suiza.

Dos líneas de acción han sido los objetivos principales de la ETSO a lo largo de este primer año:

- La elaboración de una propuesta de tarifas de tránsito internacional de electricidad.
- La elaboración de una propuesta para la gestión de las congestiones en las interconexiones.

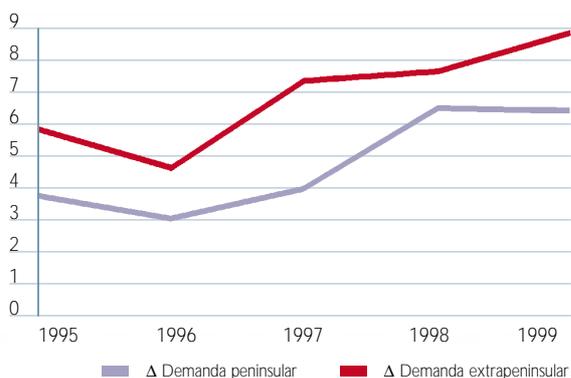
Desde un punto de vista puramente cuantitativo, el hecho más relevante de 1999 ha vuelto a ser el fuerte

incremento de la demanda de energía eléctrica, motivado principalmente por el buen comportamiento de la economía española, cuyo Producto Interior Bruto (PIB) tuvo un crecimiento estimado en media anual del 3,7%. Este crecimiento, aunque inferior en tres décimas al registrado en 1998, puede considerarse extraordinariamente positivo si se compara con el 2,4% obtenido por la Unión Europea en su conjunto.

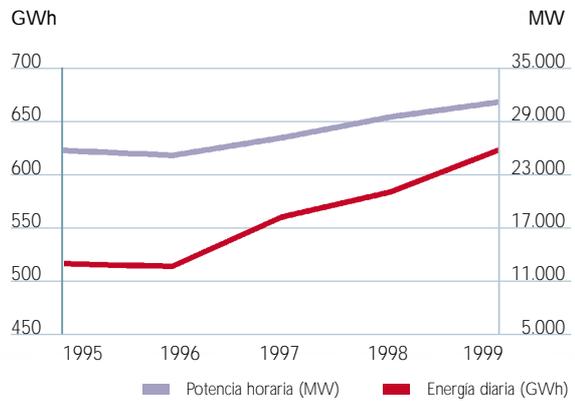
Consecuencia del escenario económico descrito anteriormente la demanda en barras de central (b.c.) peninsular en 1999 alcanzó los 184.275 GWh, lo que supone un incremento del 6,5% respecto al año anterior. De este incremento, el 5,7% tiene su explicación precisamente en la actividad económica.

El crecimiento de la demanda ha sido más acusado en el conjunto de los sistemas extrapeninsulares –Baleares, Canarias, Ceuta y Melilla– donde el buen comportamiento de la economía y en particular del sector turístico, se ha dejado sentir con mayor intensidad alcanzándose una demanda en b.c. de 10.078 GWh, lo que ha supuesto un incremento con respecto a 1998 del 8,9%.

Crecimiento anual de la demanda de energía eléctrica nacional en b.c. (%)



Evolución de los valores máximos peninsulares de demanda de potencia horaria y energía diaria



En cuanto a las demandas mensual diaria y horaria durante 1999 también se han vuelto a establecer nuevos máximos. Así, a lo largo del año se han producido tres máximos históricos mensuales, el último en el mes de diciembre, en el que se alcanzó una demanda de 16.950 GWh. De igual forma, en 1999 se ha alcanzado en sucesivas ocasiones nuevas cifras máximas tanto de demanda de energía diaria, la última el día 17 de diciembre con 622 GWh, como de demanda de energía horaria, establecida finalmente en los 31.247 MW registrados el día 16 de diciembre.

La potencia instalada total de las centrales pertenecientes al régimen ordinario de generación de electricidad ascendía a 43.662 MW al finalizar el año 1999, valor que superaba en 140,4 MW la capacidad del año anterior. Este aumento ha sido consecuencia de la entrada en servicio de la central hidroeléctrica de Ricobayo II, con una potencia nominal de 158 MW, y de la repotenciación de diferentes grupos térmicos, con un incremento de capacidad de 68,1 MW. En cuanto a las bajas de equipo hay que destacar el

paso al régimen especial de varias centrales hidroeléctricas con una potencia conjunta de 85,7 MW.

Como en años anteriores, la producción en b.c. procedente de las centrales pertenecientes al régimen ordinario ha perdido peso en la cobertura de la demanda al haber sido su incremento respecto al año anterior de un 3%, valor muy inferior al experimentado por la demanda b.c.. En contraste cabe destacar los fuertes crecimientos experimentados por las adquisiciones procedentes del régimen especial y por el saldo importador de los intercambios internacionales, con aumentos del 22,7% y el 68,1% respectivamente.

Desde el punto de vista hidrológico, 1999 ha sido un año muy seco con un producible hidroeléctrico en el sistema peninsular de 19.901 GWh, un 68% del valor histórico medio, situación que se ha traducido en una disminución tanto de producción hidráulica como del nivel de reservas de los embalses, situándose éste a finales de año en el 44% de su capacidad máxima, 5 puntos inferior al año anterior.

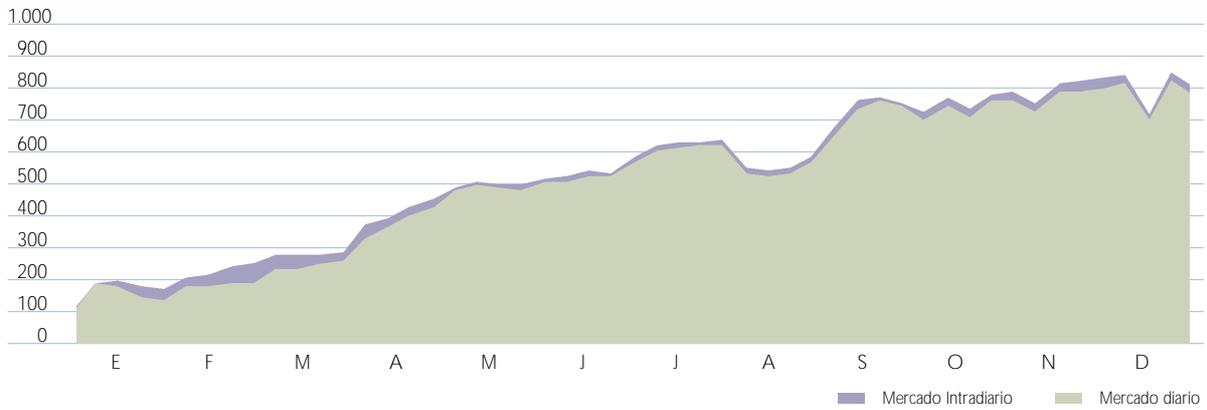
Los aspectos más destacables de la estructura de producción peninsular del año 1999 son los siguientes:

- La producción hidroeléctrica total fue de 24.171 GWh, inferior en un 28,9% a la del año anterior, cifra que representa el 14,6% de la generación total del régimen ordinario.
- La producción nuclear ascendió a 58.852 GWh, lo que supone una ligera disminución, del 0,3%, respecto a 1998, con una aportación a la producción total del régimen ordinario del 35,6%.
- En los grupos de carbón la producción se ha elevado a 72.315 GWh, un 20,1% superior a 1998, y un peso del 43,8% en la generación total del régimen ordinario.
- La producción con grupos de fuel/gas ha ascendido a 9.925 GWh lo que representa un crecimiento del 75,4% y una aportación del 6,0% a la producción total del régimen ordinario.

Balance de energía eléctrica nacional

	Peninsular		Extrapeninsular		Total	
	GWh	% 99/98	GWh	% 99/98	GWh	% 99/98
Hidráulica	24.171	-28,9	2	-38,9	24.173	-28,9
Nuclear	58.852	-0,3	-	-	58.852	-0,3
Carbón	72.315	20,1	3.476	10,7	75.791	19,7
Fuel/gas	9.925	75,4	6.580	6,5	16.505	39,4
PRODUCCIÓN (b.a.)	165.263	4,0	10.058	7,9	175.321	4,3
- Consumos en generación	7.224	14,5	718	5,7	7.942	13,7
- Consumos bombeo	3.666	41,7	-	-	3.666	41,7
PRODUCCIÓN (b.c.)	154.373	3,0	9.340	8,0	163.713	3,2
+ Intercambios internacionales	5.719	68,1	-	-	5.719	68,1
+ Régimen especial	24.182	22,7	738	21,2	24.920	22,6
DEMANDA (b.c.)	184.275	6,5	10.078	8,9	194.353	6,6

Energía semanal comprada por comercializadores, consumidores cualificados y agentes externos (GWh/semana)



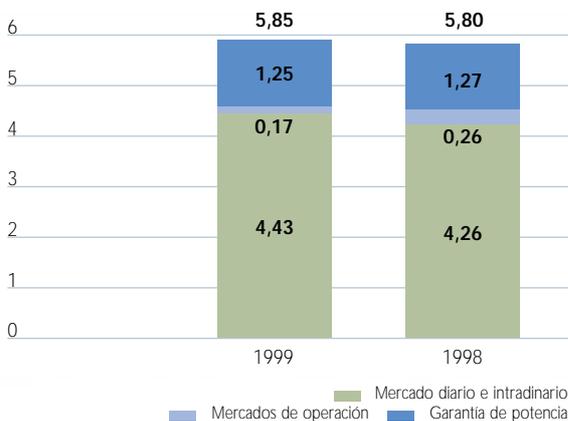
Los consumos en generación han aumentado sensiblemente como consecuencia de la disminución en la producción hidráulica y el elevado crecimiento de la generación térmica convencional durante 1999.

Respecto a los sistemas extrapeninsulares, la producción en régimen ordinario ha superado los 10.000 GWh, de los que 6.580 GWh se han generado con los grupos de fuel/gas, un 6,5% superior a 1998, mientras que la producción en Alcedia, única

central de carbón, ha alcanzado los 3.476 GWh lo que supone el 34,6% de la producción total del régimen ordinario extrapeninsular.

El progresivo abandono de la tarifa regulada por parte de los clientes con derecho de elección se ha traducido en un considerable aumento de la energía adquirida por éstos, fundamentalmente a través de las comercializadoras, que unida a las compras de los agentes externos han supuesto unas adquisiciones totales de 28.939 GWh frente a los 1.789 GWh de 1998.

Precios horarios finales en el mercado de producción (PTA/kWh)



El precio medio final de 1999 en el mercado de producción se ha situado en 5,85 PTA/kWh, 5 céntimos superior al de 1998. Del precio anterior, el 76% ha correspondido al precio del mercado diario, en tanto que el coste resultante de los mercados de operación representó el 3% y la garantía de potencia el 21%.

El régimen especial ha seguido adquiriendo mayor protagonismo en la cobertura de la demanda eléctrica peninsular, alcanzando el 13,1% de la misma, con

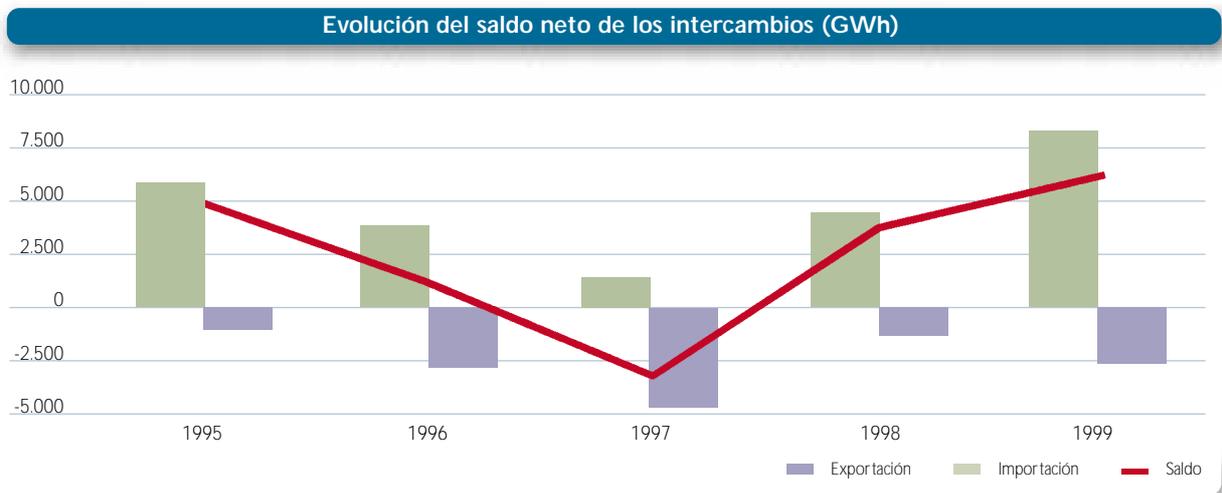
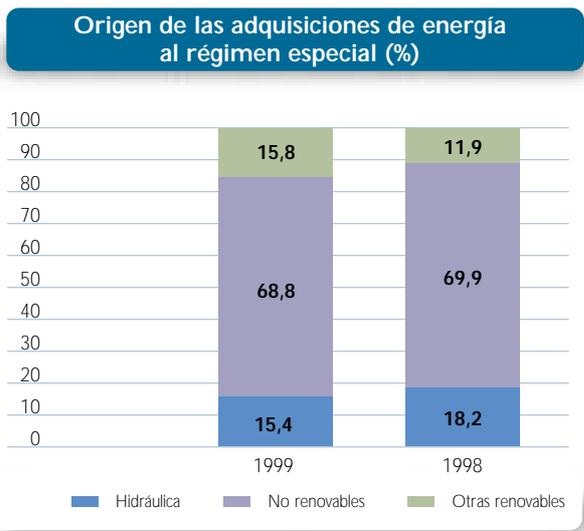
unas adquisiciones totales de 24.182 GWh, cifra superior en un 22,7% a la del año anterior.

Las energías no renovables mantienen el papel predominante de años anteriores al aportar el 68,8% del total de energía del régimen especial. Por su parte, las energías renovables, en general, han experimentado elevados crecimientos destacando especialmente la evolución de la energía eólica que ha aumentado un 98,2%, valor similar al registrado el año anterior.

Frente a los elevados crecimientos en las adquisiciones de energía, durante 1999 se ha mantenido la tendencia ligeramente decreciente en el coste medio de adquisición al régimen especial, cuyo valor se ha situado en 9,8 PTA/kWh en el sistema peninsular, un 3,9% inferior al del año anterior.

Se ha continuado el proceso de liberalización de los intercambios internacionales de energía con la autorización de nuevos agentes por parte del Ministerio de Industria y Energía para la realización de distintas operaciones de compra/venta de energía a través de las interconexiones. Se mantiene también la vigencia de los contratos a largo plazo, suscritos por RED ELÉCTRICA con anterioridad a la Ley, a excepción del firmado entre RED ELÉCTRICA y EDF con FEDA, que ha sido resuelto anticipadamente por esta última el día 31 de enero.

El saldo de los intercambios internacionales ha resultado importador en 5.719 GWh, con un significativo incremento, del 68,1%, respecto al año anterior. El aumento de este saldo ha sido debido fundamentalmente a las operaciones de intercambio



realizadas por los agentes del mercado, y muy especialmente por la actuación de los agentes externos, ya que los contratos de RED ELÉCTRICA han tenido en términos generales un nivel de utilización similar al año anterior.

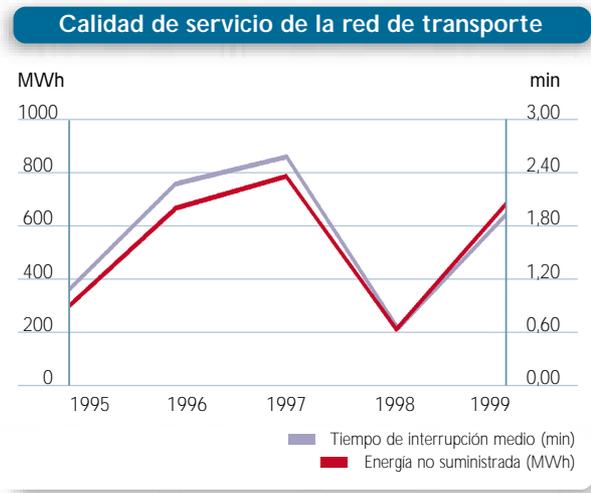
La capacidad de intercambio comercial en la interconexión con Francia, en sentido importador, y con Marruecos, en sentido exportador, ha tenido niveles de utilización muy elevados, con unos valores promedio del 92,3% y 80,3% respectivamente.

En relación a la red de transporte es importante desatacar la alta calidad de servicio ofrecida por la misma, evaluada en base a las interrupciones del suministro debidas a incidencias en dicha red y a la disponibilidad de las instalaciones que la componen.

En 1999 un incidente aislado en la subestación de Jijona dio lugar a un corte de mercado que ha supuesto el 74% del total de la energía no suministrada por incidencias en la red de transporte.

La tasa de disponibilidad de las líneas de RED ELÉCTRICA ha sido del 97,8%, cuatro décimas superior a la registrada en 1998, en tanto que los descargos han disminuido un 1,7%.

Las pérdidas en la red de transporte, medidas como diferencia entre la energía entrante y saliente en dicha red según las lecturas horarias de los contadores, incluyendo las pérdidas óhmicas y los consumos propios necesarios para el funcionamiento de las instalaciones, han sido de 3.342 GWh, que expresadas en relación con la demanda



b.c. suponen un 1,81%, porcentaje una centésima inferior al registrado en 1998.

2 — Demanda de energía eléctrica

Durante 1999 la economía española tuvo un excelente comportamiento, muy similar al de 1998, lo que ha permitido consolidar la fase expansiva iniciada tras la crisis de 1993.

El Producto Interior Bruto tuvo un crecimiento estimado en media anual del 3,7%. Este crecimiento, aunque inferior en tres décimas al registrado en 1998, puede considerarse extraordinariamente positivo si se compara con el 2,4% obtenido por la Unión Europea en su conjunto.

El dato anterior resulta aún más positivo si consideramos que desde el segundo trimestre de 1999 el Producto Interior Bruto ha venido mostrando una suave aceleración, lo que permite ser optimista en relación con el actual ciclo económico.

La solidez de la economía española se ha basado en el buen comportamiento de la demanda interna, tanto del consumo privado como de la formación bruta de capital. Pero el perfil creciente de los últimos compases del año se debió al progresivo protagonismo del sector exterior al recuperarse significativamente las ventas exteriores, tanto por el mejor tono de las economías europeas como por la normalización de ciertos mercados, fundamentalmente asiáticos, tras el hundimiento del comercio derivado de la crisis de 1997.

Esta buena situación económica ha dado lugar a un fuerte crecimiento de la demanda eléctrica durante los dos últimos años debido a la correlación

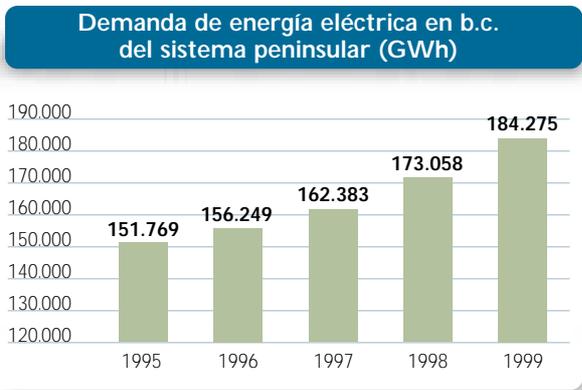


entre crecimiento del Producto Interior Bruto y consumo eléctrico.

2.1 Comportamiento de la demanda de energía eléctrica

La demanda de energía eléctrica peninsular en barras de central durante el año 1999 fue de 184.275 GWh, lo que ha supuesto un crecimiento del 6,5% respecto al año anterior, una décima inferior al crecimiento registrado en 1998.

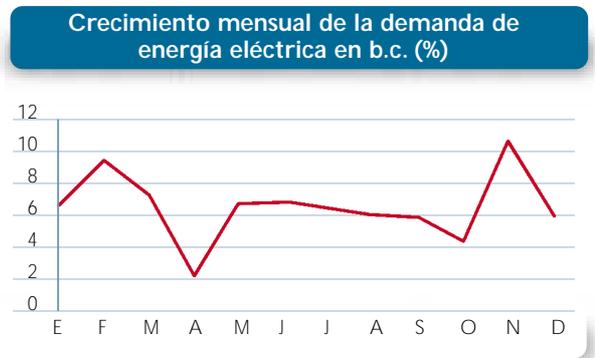
Los altos crecimientos de 1998 y 1999, que no se alcanzaban desde finales de los años 70, suponen un cambio en la tendencia al producirse en un escenario de incrementos sostenidos de la demanda con un valor promedio del 3,5% para el cuatrienio 1994-1997.



La evolución mensual de la demanda ha mantenido un perfil fluctuante acorde con su carácter estacional. No obstante, todos los meses han registrado crecimientos positivos respecto al mismo mes del año anterior.

En correspondencia con la elevada tasa de crecimiento anual, la demanda mensual ha mantenido incrementos superiores al 6% durante gran parte del

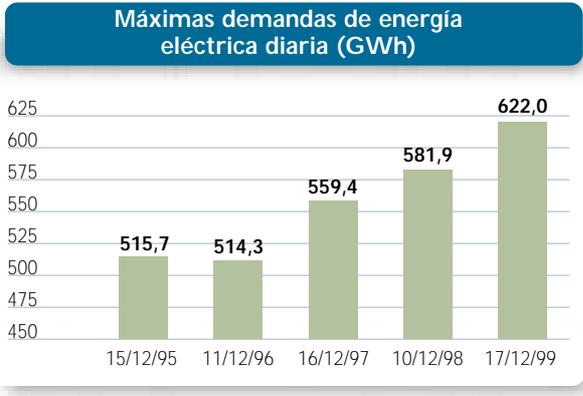
año oscilando entre un máximo del 10,5% en noviembre, debido a la combinación de las bajas temperaturas y la fuerte actividad económica, y un valor mínimo del 2,3% en abril, en el que se han registrado temperaturas más cálidas que en el año anterior, coincidiendo con la ligera desaceleración económica observada en el primer cuatrimestre del año.



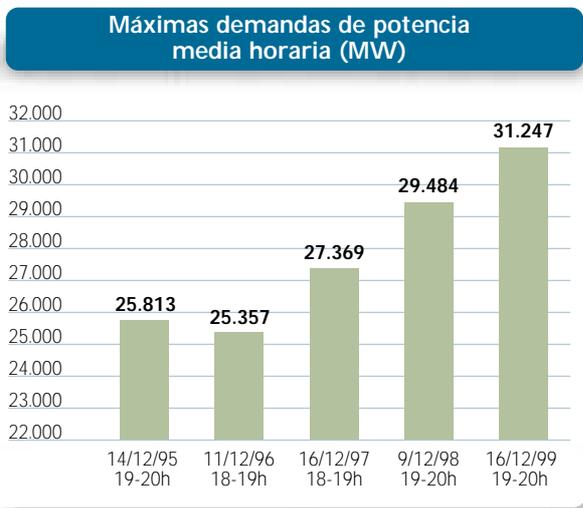
La demanda de energía mensual ha alcanzado nuevos valores máximos históricos en tres ocasiones, el último en diciembre con 16.950 GWh, lo que supone un incremento de 1.000 GWh respecto al máximo registrado en 1998.

Es significativo que por segundo año consecutivo la demanda del mes de julio supere el valor registrado en enero y se sitúe como la segunda mayor demanda mensual del año después de diciembre, lo que refleja la progresiva influencia de los aparatos de aire acondicionado en la demanda eléctrica.

De igual modo, a finales del mes de noviembre y durante el mes de diciembre, se superaron en repetidas ocasiones los máximos históricos de demanda de energía diaria y de potencia media horaria, sobrepasando los 600 GWh y los 30.000 MW respectivamente.



La máxima demanda de energía diaria se registró el día 17 de diciembre con 622 GWh, valor superior en un 6,9% al máximo registrado el año anterior, mientras que la máxima demanda de potencia media horaria alcanzó los 31.247 MW el día 16 de diciembre, superando en más de 1.700 MW al máximo histórico de 1998.



Por Comunidades Autónomas los crecimientos anuales registrados, con datos de demanda estimados, han sido muy desiguales aunque todos ellos positivos.

Cabe destacar, entre las de mayor crecimiento de demanda, La Rioja, Castilla-La Mancha y Cantabria

con un 12,2%, 12,0% y 10,2% respectivamente, mientras que las de menor crecimiento han sido Galicia y Castilla-León con un 2,5% y Asturias con un 2,3%.

2.2 Factores explicativos del crecimiento de la demanda de energía eléctrica

El alto crecimiento de la demanda eléctrica durante 1999 viene explicado por el excelente comportamiento que ha tenido la economía española durante este año, ayudado por la influencia positiva tanto de las temperaturas como de la laboralidad, que han supuesto casi un punto sobre el crecimiento total, lo que constituye la mayor contribución de los últimos años.

Desglose de la variación de la demanda en b.c.

	GWh	%99/98
Demanda en b.c.	184.275	6,5
Componentes (1)		
Efecto laboralidad		0,1
Efecto temperatura (2)		0,7
Efecto actividad económica y otros		5,7

(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.

El detalle del crecimiento, desglosado por los principales factores explicativos de la demanda, es el siguiente:

- **Efecto temperatura:** en el conjunto del año 1999, las temperaturas registradas han favorecido la evolución de la demanda, aportando 0,7 puntos a su crecimiento. Este valor ha venido influido fundamentalmente por las temperaturas registradas en los tres primeros meses del año que resultaron inferiores a las de 1998, contribuyendo con un

1,3%, 4,8% y 2,3% al crecimiento de la demanda de los respectivos meses. La influencia de las temperaturas en los meses de noviembre y diciembre ha sido de 3,0% y -3,2% respectivamente, lo que ha derivado en un saldo prácticamente nulo. La incidencia en el resto de meses del año ha sido en todos los casos inferior a la unidad al registrarse temperaturas similares a las de 1998, con la excepción de abril, mes en que el efecto negativo de la temperatura redujo la demanda en un 1,5%.

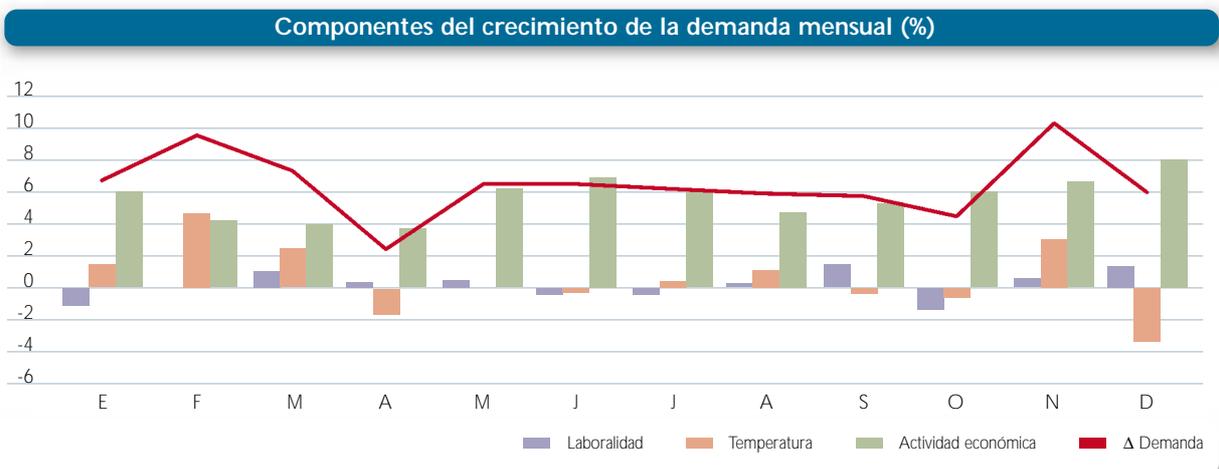
- **Efecto laboralidad:** la distribución de los días festivos en el calendario con respecto al año anterior ha influido positivamente sobre la variación de la demanda, aportando 0,1 puntos a su crecimiento.
- **Efecto actividad económica:** el buen comportamiento que ha tenido la economía española durante todo el año, influyó positivamente sobre la evolución de la demanda, explicando casi el 90% de su crecimiento. En el conjunto del año la actividad económica tuvo una aportación positiva sobre el crecimiento de la demanda de un 5,7%, tres décimas inferior a 1998.

La distribución del crecimiento de la demanda por actividad económica ha marcado un perfil senoidal a lo largo del año. El crecimiento desciende ligeramente durante el primer cuatrimestre del año repunta en los meses de mayo y junio para descender de nuevo hasta agosto, mes a partir del cual se inicia un fuerte crecimiento que se ha prolongado hasta final de año.

A pesar de las oscilaciones comentadas, se ha mantenido un nivel de crecimiento de la demanda por actividad económica elevado, con valores superiores al 3,5% en todos los meses y sobrepasando en siete ocasiones el 6%.

Destaca especialmente la progresión del último cuatrimestre, periodo en el que se ha pasado de un crecimiento mensual por actividad económica del 5,0% en el mes de septiembre al 8,2% en diciembre, el máximo anual.

La respuesta del consumo eléctrico respecto del contexto económico nacional es cada vez más elevada. Si bien la elasticidad Demanda - PIB a largo



Evolución de la demanda de energía eléctrica y del P.I.B. trimestral (Índices base 1982)



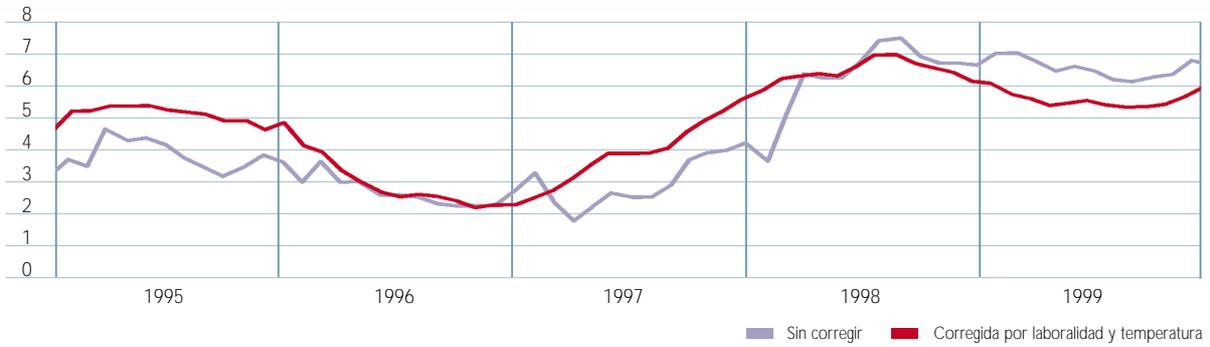
plazo, considerando una serie histórica larga de valores de 20 años, es un parámetro prácticamente constante y del orden de 1,12, su valor está alcanzando cotas muy elevadas en los últimos años al situarse entre 1,40 y 1,55 por lo que su utilización como variable de referencia para la previsión de demanda debe tener en cuenta la fase expansiva de la economía nacional.

Índice de gráficos y cuadros

→ Demanda de energía eléctrica

- 18 Crecimiento anual de la demanda de energía eléctrica en b.c., año móvil
- 18 Distribución mensual de la demanda de energía eléctrica en b.c.
- 18 Demanda mensual de energía eléctrica en b.c.
- 19 Crecimiento mensual de la demanda de energía eléctrica en b.c.
- 19 Crecimiento acumulado de la demanda de energía eléctrica en b.c.
- 19 Crecimiento anual de la demanda de energía eléctrica en b.c. por Comunidades Autónomas peninsulares
- 20 Demandas semanales de energía eléctrica
- 20 Curvas de carga de los días de mayor demanda de energía eléctrica
- 20 Curvas de carga de los días de máxima demanda de potencia media horaria
- 21 Puntas máximas de potencia semanales
- 21 Monótona de demanda
- 21 Evolución y tendencia de la demanda de energía eléctrica en el periodo 1987-1999
- 22 Demanda mensual corregida de laboralidad
- 22 Demanda mensual corregida de laboralidad y temperatura
- 22 Temperatura peninsular

Crecimiento anual de la demanda de energía eléctrica en b.c., año móvil (%)



Distribución mensual de la demanda de energía eléctrica en b.c.

Meses	1995		1996		1997		1998		1999	
	GWh	%								
Enero	13.990	9,2	13.851	8,9	14.795	9,1	15.175	8,8	16.166	8,8
Febrero	12.092	8,0	13.528	8,7	12.506	7,7	13.704	7,9	14.969	8,1
Marzo	13.302	8,8	13.540	8,7	12.945	8,0	14.383	8,3	15.405	8,4
Abril	11.824	7,8	11.994	7,7	12.939	8,0	13.715	7,9	14.034	7,6
Mayo	12.406	8,2	12.493	8,0	13.076	8,1	13.716	7,9	14.639	7,9
Junio	12.450	8,2	12.788	8,2	13.055	8,0	14.104	8,1	15.057	8,2
Julio	13.097	8,6	13.523	8,7	13.848	8,5	15.287	8,8	16.260	8,8
Agosto	12.092	8,0	12.236	7,8	12.973	8,0	13.818	8,0	14.644	7,9
Septiembre	12.240	8,1	12.311	7,9	13.643	8,4	14.169	8,2	14.991	8,1
Octubre	12.365	8,1	12.886	8,2	13.756	8,5	14.305	8,3	14.932	8,1
Noviembre	12.612	8,3	13.264	8,5	13.930	8,6	14.690	8,5	16.227	8,8
Diciembre	13.299	8,8	13.831	8,9	14.916	9,2	15.991	9,2	16.950	9,2
Total	151.769	100,0	156.249	100,0	162.383	100,0	173.058	100,0	184.275	100,0

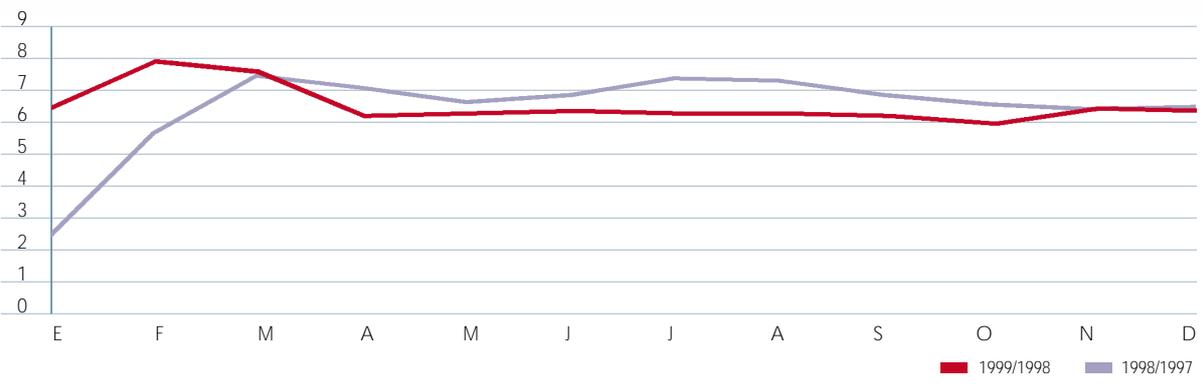
Demanda mensual de energía eléctrica en b.c. (GWh)



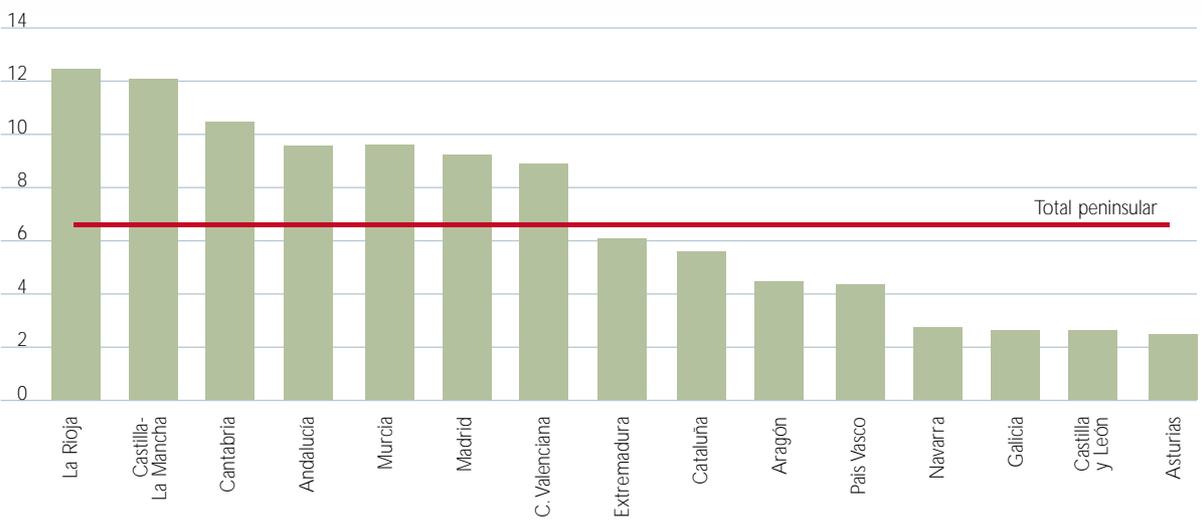
Crecimiento mensual de la demanda de energía eléctrica en b.c.

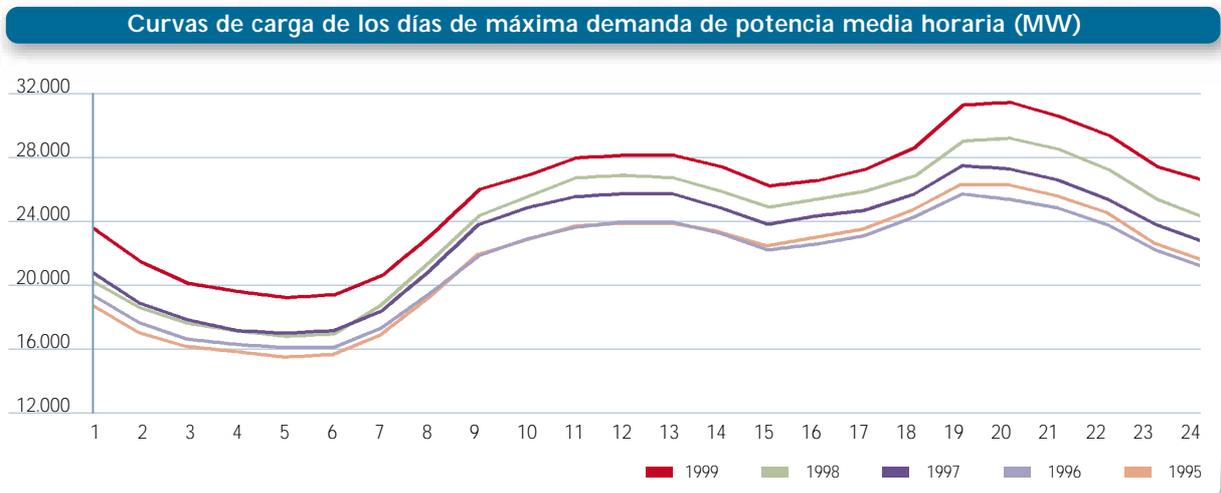
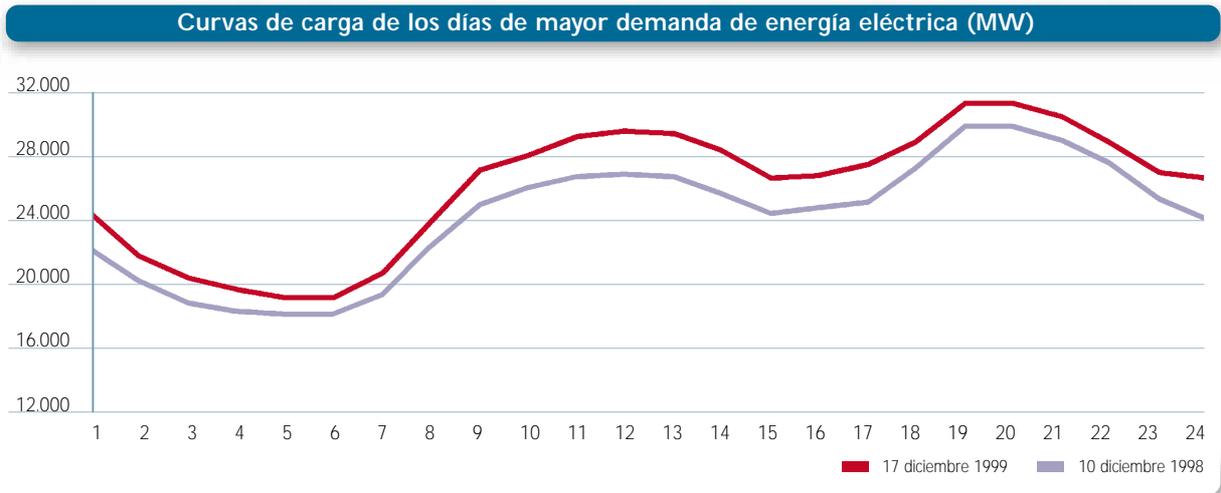
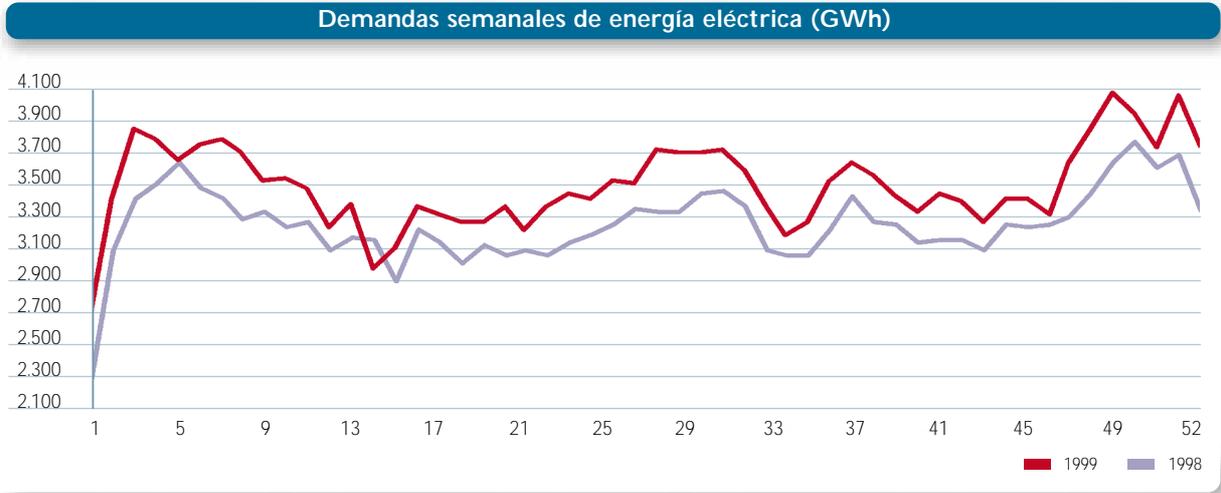
Meses	Δ % 1999/1998		Δ % 1998/1997	
	Mensual	Acumulado	Mensual	Acumulado
Enero	6,53	6,53	2,57	2,57
Febrero	9,23	7,81	9,59	5,78
Marzo	7,10	7,58	11,11	7,50
Abril	2,32	6,31	6,00	7,13
Mayo	6,72	6,39	4,90	6,69
Junio	6,76	6,45	8,03	6,91
Julio	6,37	6,44	10,39	7,43
Agosto	5,98	6,38	6,51	7,32
Septiembre	5,80	6,32	3,86	6,92
Octubre	4,38	6,13	4,00	6,62
Noviembre	10,46	6,53	5,45	6,51
Diciembre	6,00	6,48	7,21	6,57

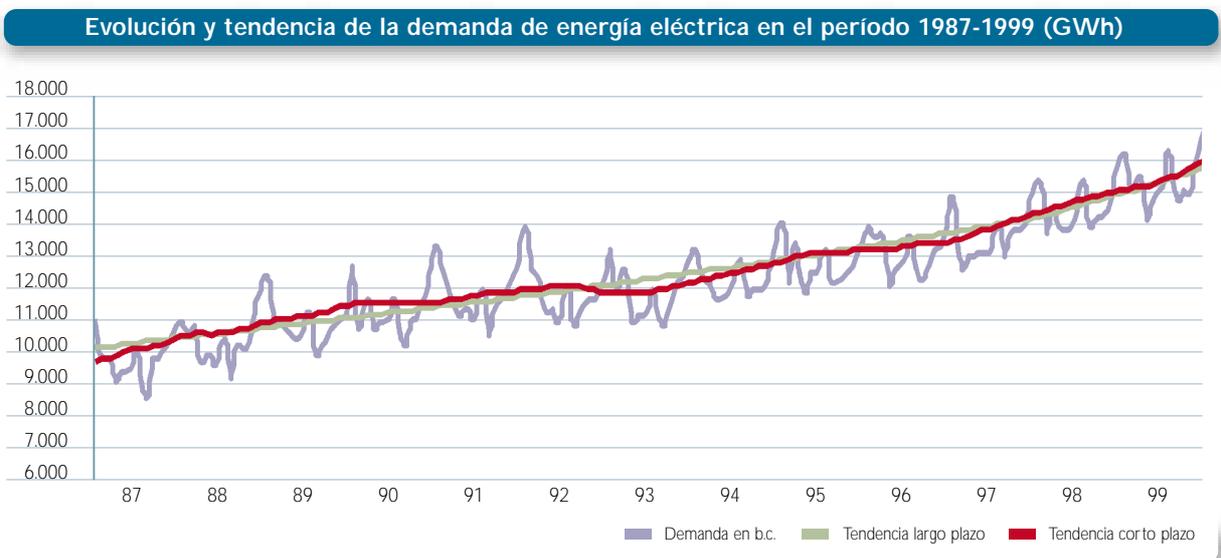
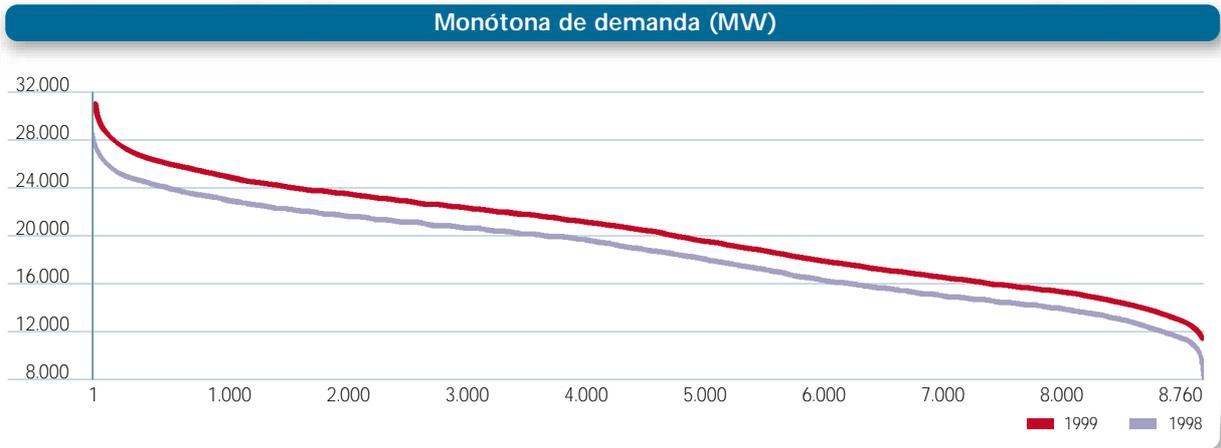
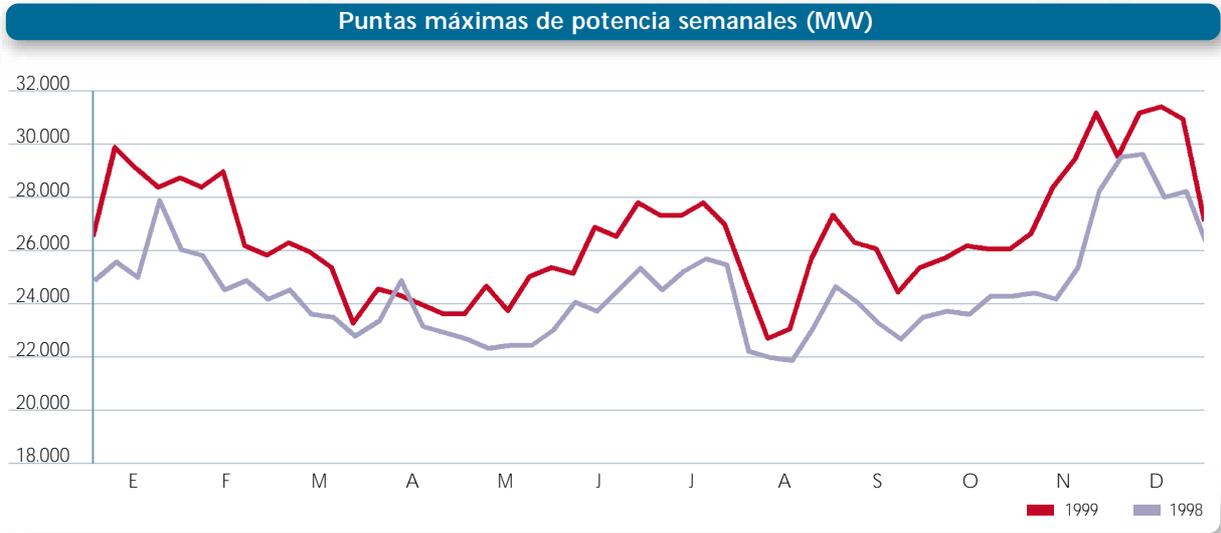
Crecimiento acumulado de la demanda de energía eléctrica en b.c.

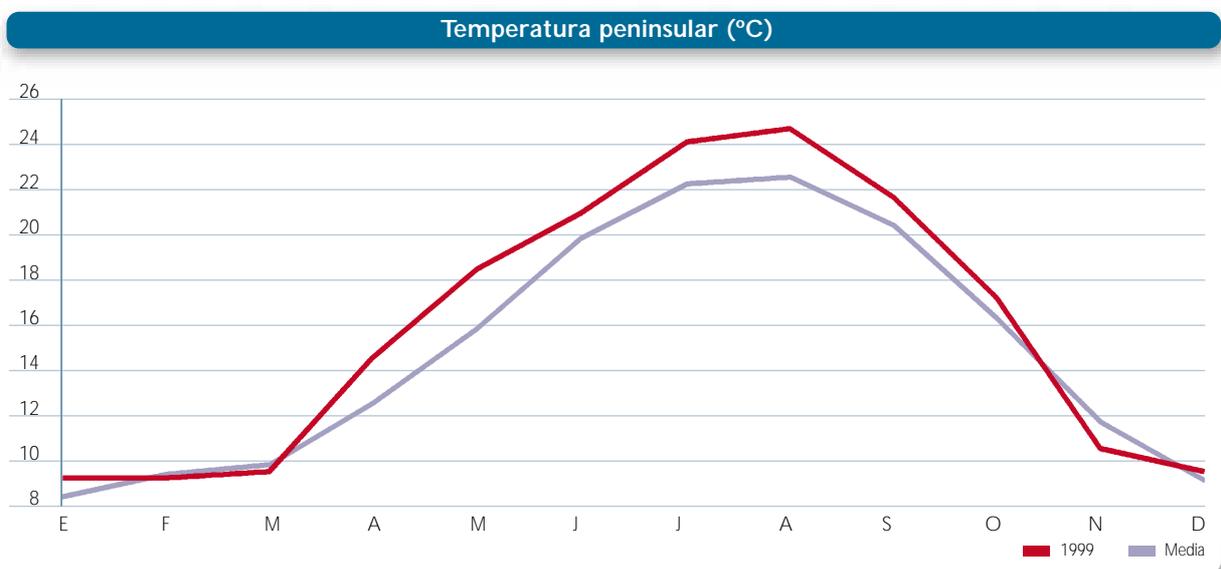
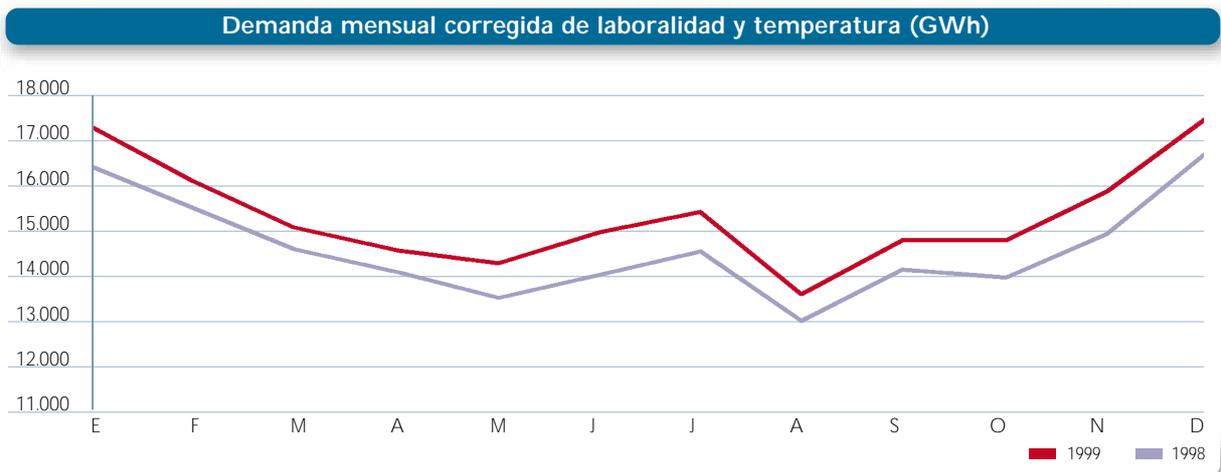
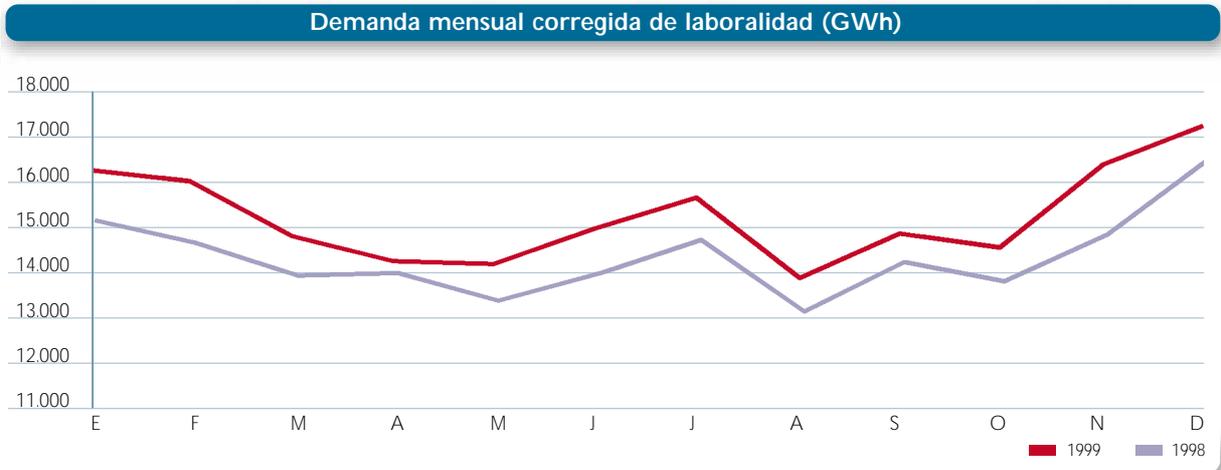


Crecimiento anual de la demanda de energía eléctrica en b.c. por Comunidades Autónomas peninsulares (%)









3 Equipo generador y producción de energía eléctrica

Durante 1999, el parque generador correspondiente al régimen ordinario se ha incrementado en 140,4 MW, quedando la capacidad instalada a 31 de diciembre en 43.662 MW.

La demanda en b.c. alcanzó en 1999 los 184.275 GWh, lo que en términos absolutos supone un incremento de 11.217 GWh, que han sido cubiertos con la mayor producción del régimen ordinario, 4.427 GWh, el aumento de las adquisiciones al régimen especial, 4.472 GWh, y el incremento de las importaciones netas, 2.317 GWh.

Hay que destacar el fuerte crecimiento de las aportaciones del régimen especial y el saldo de las importaciones, que han tenido un incremento del 22,7% y del 68,1% respectivamente, en relación con la energía del régimen ordinario, que ha crecido tan sólo un 4,0%.

Como consecuencia de la baja hidraulicidad de 1999 la producción en las centrales hidroeléctricas del régimen ordinario ha disminuido un 28,9%. Este factor unido al elevado crecimiento de la demanda ha derivado en una mayor producción de las centrales térmicas convencionales y consecuentemente en un aumento significativo de sus factores de utilización. Por su parte, las centrales nucleares han mantenido los niveles de producción, utilización y disponibilidad en valores similares a los registrados en 1998.

3.1 Equipo generador instalado

En el mes de septiembre de 1999 entró en servicio la central hidroeléctrica de Ricobayo II con una



potencia nominal de 158 MW, mientras que la capacidad térmica instalada se incrementó en 68,1 MW, consecuencia de las ampliaciones de potencia

en el grupo 3 de Narcea y en los grupos nucleares de Ascó I y Vandellós II.

Altas y bajas en el equipo generador

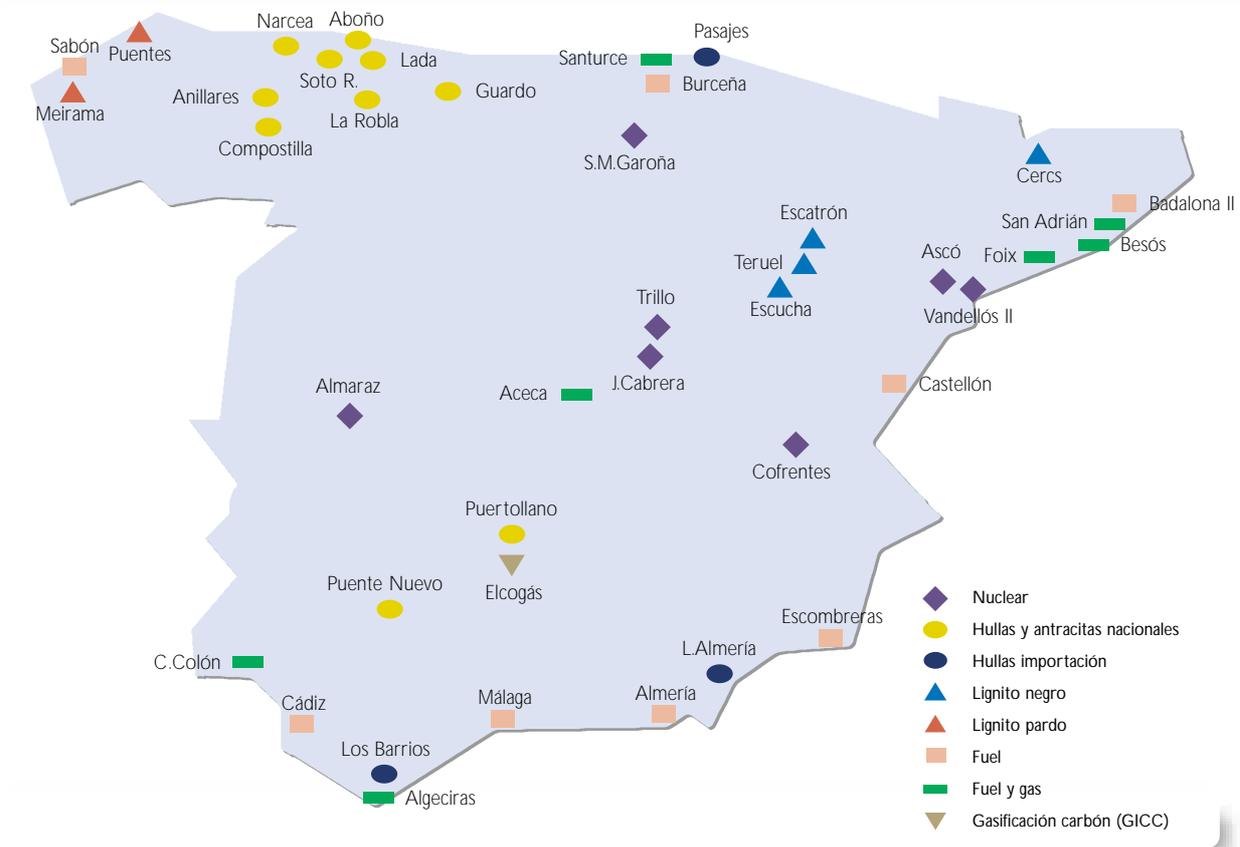
Grupo	Tipo	Fecha	Potencia (MW)
Altas			
Ricobayo II	Hidráulica	septiembre 99	158,0
Ascó I (1)	Nuclear	enero 99	6,1
Vandellós II (1)	Nuclear	julio 99	48,0
Narcea 3 (1)	Carbón	mayo 99	14,0
Bajas			
Sallent (2)	Hidráulica	febrero 99	11,4
La Sarra (2)	Hidráulica	febrero 99	24,0
El Pueyo (2)	Hidráulica	febrero 99	14,3
Sesué (2)	Hidráulica	febrero 99	36,0

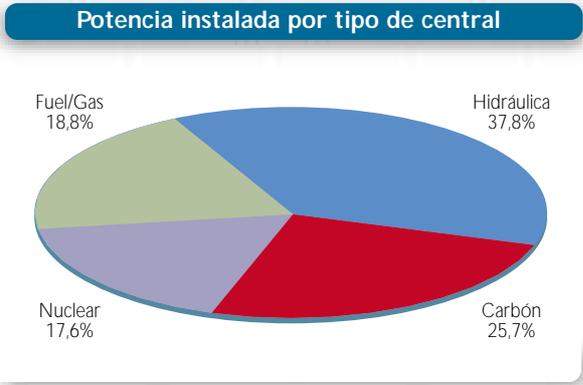
(1) Ampliación de potencia. (2) Pasan del régimen ordinario al régimen especial.

En el capítulo de bajas, hay que mencionar el traspaso al régimen especial de las centrales hidroeléctricas de Sallent, La Sarra, El Pueyo y Sesué, todas ellas con fecha de 1 de febrero de 1999, y una potencia conjunta de 85,7 MW.

Como consecuencia de las variaciones anteriores, la potencia instalada en el sistema peninsular, a 31 de diciembre de 1999, de las centrales pertenecientes al régimen ordinario era de 43.662 MW, con un aumento neto de 140,4 MW respecto a la misma fecha del año anterior.

Situación de las centrales termoeléctricas peninsulares



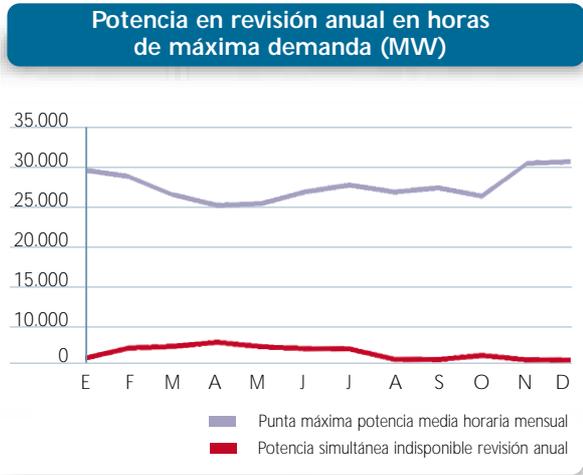


El parque de generación peninsular presenta un alto grado de diversificación por fuentes energéticas, si bien hay que tener en cuenta que la capacidad efectiva es muy dependiente de la hidraulicidad, debido a la aleatoriedad de las precipitaciones.

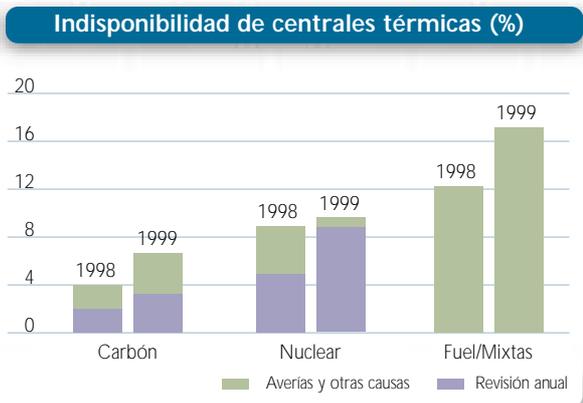
3.2 Comportamiento del equipo generador

Desde la entrada en funcionamiento del mercado eléctrico, el 1 de enero de 1998, la utilización del equipo generador se desarrolla en un entorno de libre competencia. En este nuevo modelo de mercado la decisión de la ejecución de programas de mantenimiento y revisión del equipo de producción está en manos de los agentes propietarios de las centrales, si bien esta actividad se realiza bajo la supervisión de RED ELÉCTRICA, quien debe garantizar en todo momento la continuidad y seguridad del suministro.

La distribución de la potencia simultánea en revisión anual a lo largo de 1999 ha sido significativamente diferente a la realizada en años anteriores. Este año, la mayor parte de la potencia en revisión se ha concentrado entre los meses de febrero y julio, mientras que en años anteriores se realizaba principalmente durante los meses de primavera y otoño.

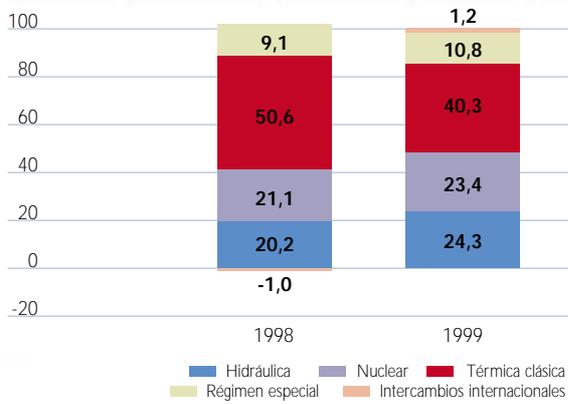


La disponibilidad del parque térmico se ha mantenido en niveles altos, si bien durante 1999 se han registrado decrecimientos en las tasas correspondientes a los grupos de carbón, fuel y mixtos, mientras que en los nucleares la disponibilidad ha alcanzado un valor similar al del año anterior.



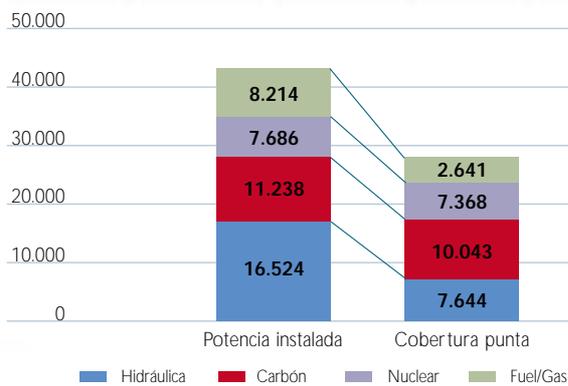
La máxima demanda de potencia del año se cubrió con una producción neta del equipo generador perteneciente al régimen ordinario de 27.476 MW, lo que representa el 87,9 % de la demanda en esa hora. El resto se cubrió en un 10,9% por la energía adquirida por el sistema al régimen especial y el 1,2% restante por el saldo importador de los intercambios internacionales.

Cobertura de la máxima demanda de potencia (%)



La flexibilidad que proporciona el equipamiento actual del sistema peninsular continúa permitiendo la cobertura de las demandas máximas, si bien la relación entre la potencia instalada de las centrales del régimen ordinario y la máxima demanda horaria continúa disminuyendo, alcanzando un margen en 1999 del 39,7%, 8 puntos inferior al del año anterior y 19 puntos menos que en 1997.

Relación punta-potencia instalada (MW)



3.3 Balance de energía eléctrica

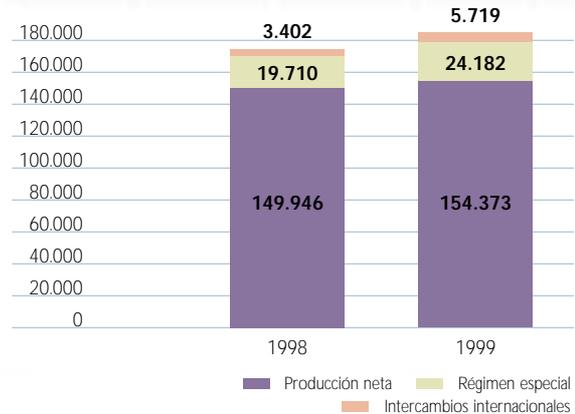
La demanda de energía eléctrica en b.c. del sistema peninsular durante el año 1999 fue de 184.275

GWh, con un crecimiento del 6,5% respecto al año anterior.

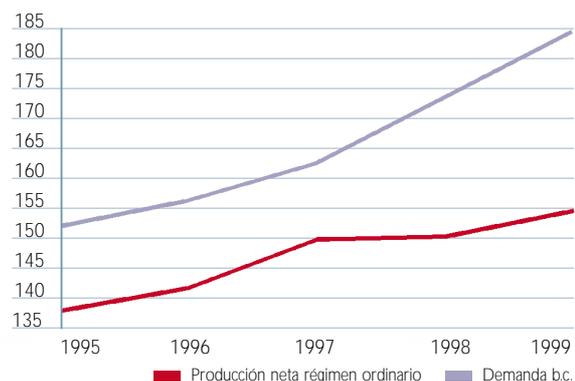
Esta demanda fue cubierta en un 83,8% con la producción de las centrales del régimen ordinario, un 13,1% por la energía adquirida a los productores en régimen especial, y un 3,1% por el saldo importador de los intercambios internacionales.

La producción del régimen ordinario alcanzó los 165.263 GWh medidos en bornes de alternador, con un crecimiento respecto a 1998 del 4,0%. Por su par-

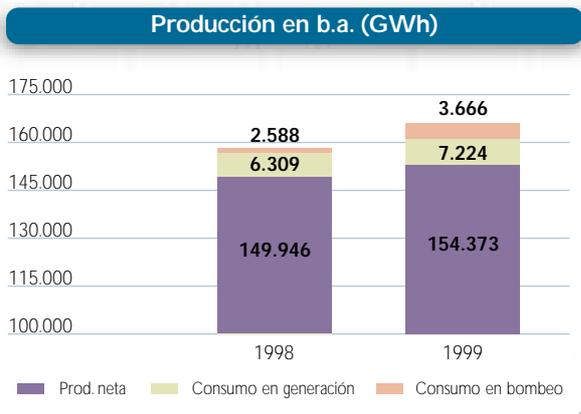
Cobertura de la demanda en b.c. (GWh)



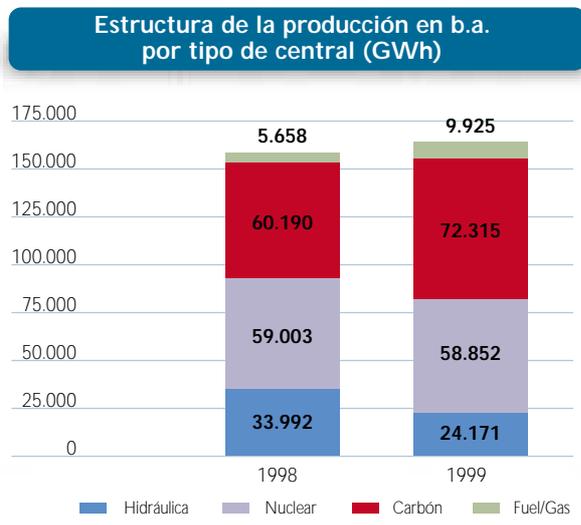
Evolución de la producción de energía del régimen ordinario y la demanda en b.c. (TWh)



te, la producción neta ha sido de 154.373 GWh, una vez descontados los consumos en generación y de bombeo, lo que supone un crecimiento respecto al año anterior del 3,0%, menos de la mitad del incremento registrado por la demanda.



La producción neta de las centrales del régimen ordinario ha tenido durante 1999 un crecimiento inferior a la producción bruta debido a la evolución de los consumos en bombeo, que se han incrementado un 41,7%, y al aumento de los consumos de generación, que han crecido un 14,5% debido a la mayor utilización del equipo térmico como conse-

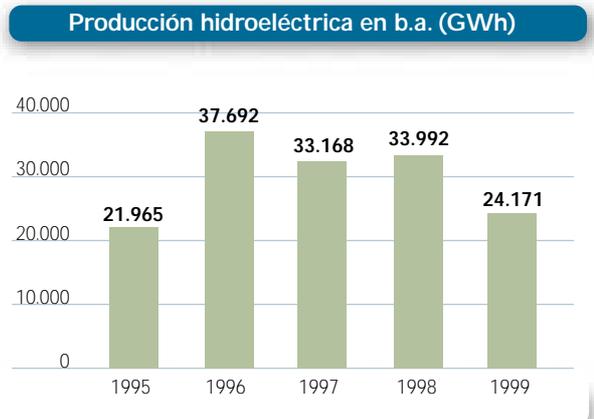


cuencia de la baja hidraulicidad que se ha registrado durante casi todos los meses del año.

Las adquisiciones de energía al régimen especial han supuesto una aportación al sistema de 24.182 GWh, un 22,7% más que el año anterior, en tanto que el saldo importador de intercambios internacionales, con una aportación de 5.719 GWh, ha crecido un 68,1%, como consecuencia de la incorporación de nuevos agentes externos autorizados por el Ministerio de Industria y Energía dentro del proceso de apertura del mercado eléctrico español.

3.4 Producción de las centrales hidroeléctricas

La producción hidroeléctrica con aportaciones naturales y gestión de reservas fue de 22.270 GWh y la generación con bombeo de ciclo cerrado fue de 1.901 GWh, resultando una producción hidroeléctrica total del régimen ordinario de 24.171 GWh, con una disminución del 28,9% respecto al año anterior. Esta cifra supone una participación de la generación de origen hidráulico en la producción total en b.a. del régimen ordinario del 14,6%, inferior en casi 7 puntos a la tasa de 1998.



El 23,4% de la producción hidroeléctrica peninsular del año 1999 se ha concentrado en las 7 centrales con generaciones superiores a 500 GWh al año.

Centrales hidroeléctricas con producción mayor de 500 GWh

	GWh	%
Aldeadávila	1.467	6,1
Villarino	1.102	4,6
San Esteban	860	3,6
Belesar	607	2,5
Mequinenza	554	2,3
Ribarroja	544	2,3
J. María Oriol	533	2,2
Total > 500 GWh	5.666	23,4
Total hidroeléctrica	24.171	100,0

Desde el punto de vista hidrológico, el año 1999 ha sido muy seco. El producible hidroeléctrico registrado ha sido el octavo más bajo desde 1920 con 19.901 GWh, un 68% de su valor histórico medio y una probabilidad de ser superado del 93%. Es destacable que

Energía producible por cuencas (GWh)

Cuenca	1999	%
Norte	8.203	41,2
Duero	3.924	19,7
Ebro-Pirineo	6.255	31,4
Tajo-Júcar-Segura	1.226	6,2
Resto	293	1,5
Total	19.901	100,0

Energía producible hidroeléctrica

Año	GWh	Índice	Probabilidad de ser superado
1995	21.792	0,72	88%
1996	39.434	1,30	14%
1997	35.726	1,19	22%
1998	27.162	0,91	67%
1999	19.901	0,68	93%

el 72,6% de este producible se haya concentrado en tan sólo dos cuencas, Norte y Ebro-Pirineo.

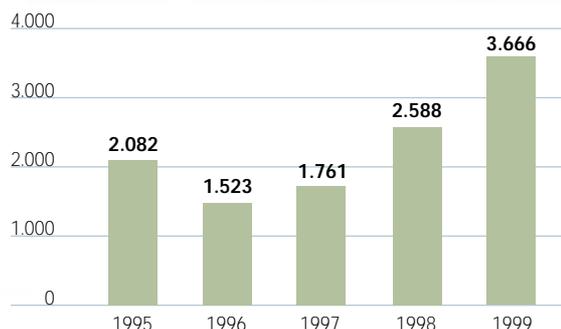
La escasa hidraulicidad de 1999 y la gestión de las reservas realizada han dado lugar a una disminución tanto en la producción hidroeléctrica como en el nivel de llenado de los embalses. Las reservas de agua al final del año suponen una acumulación equivalente de energía de 7.850 GWh lo que representa un 44% de la capacidad máxima de los embalses, 5 puntos inferior a 1998.

Reservas hidroeléctricas (GWh)

	Capacidad máxima	Reservas a 31-12-98	Reservas a 31-12-99	Reservas a 31-12-99 sobre capacidad
Anuales	8.164	3.355	4.124	51%
Hiperanuales	9.544	5.343	3.726	39%
Conjunto	17.709	8.698	7.850	44%

Los consumos en bombeo durante el año 1999 ascendieron a 3.666 GWh, valor máximo histórico, y un 41,7% superior a 1998, crecimiento que refleja el atractivo que supone la utilización del ciclo turbinación-bombeo en la producción de energía eléctrica.

Consumos en bombeo (GWh)



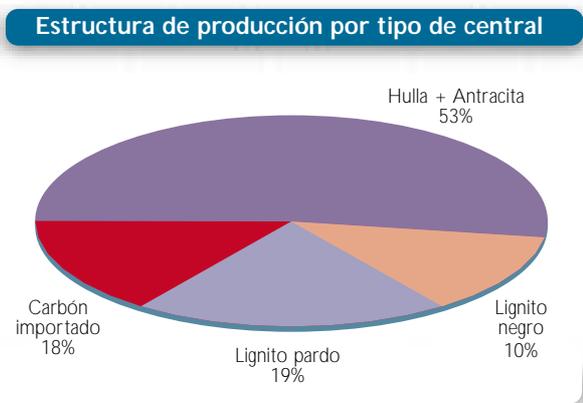
trica al aprovechar el margen que proporciona la diferencia entre el precio de compra (horas valle) y el precio de venta (horas punta).

3.5 Producción de las centrales térmicas de carbón

Las centrales térmicas de carbón pertenecientes al régimen ordinario han producido un total de 72.315 GWh, con un incremento respecto al año 1998 del 20,1%. Este elevado crecimiento, al igual que ocurre con la producción en centrales de fuel y mixtas, se debe fundamentalmente al incremento de la demanda y a la baja hidraulicidad que se ha registrado durante la mayor parte de los meses del año, factores que han producido una mayor utilización de las centrales térmicas convencionales en detrimento de la producción hidráulica.

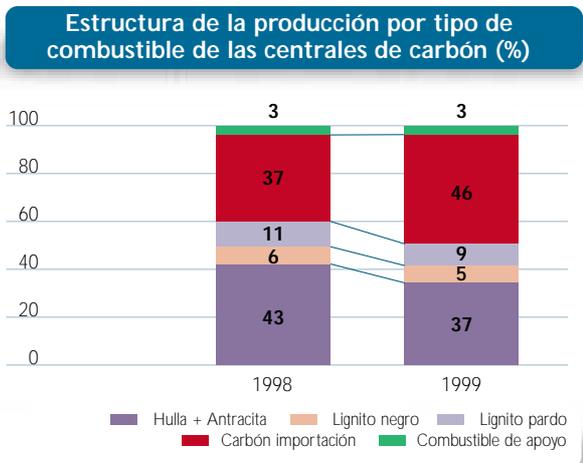
Por tipo de central, todas ellas han aumentado su producción, destacando el crecimiento de las centrales de hulla y antracita, un 27,1%, y las de carbón de importación, un 28,6%. En consonancia con estos crecimientos, la estructura de la producción por tipo de central ha variado ligeramente respecto a 1998. Las centrales de hulla y antracita generaron el 52,8% de la producción total con carbón, 2,9 puntos más que en 1998, y las centrales de carbón de importación han producido el 17,8%, superando en 1,2 puntos la tasa del año anterior.

La distribución de la producción por tipo de combustible, es decir sin considerar las mezclas que se emplean en las centrales, revela que el aumento de la generación con carbón durante 1999 es debido fundamentalmente a la mayor utilización del carbón de

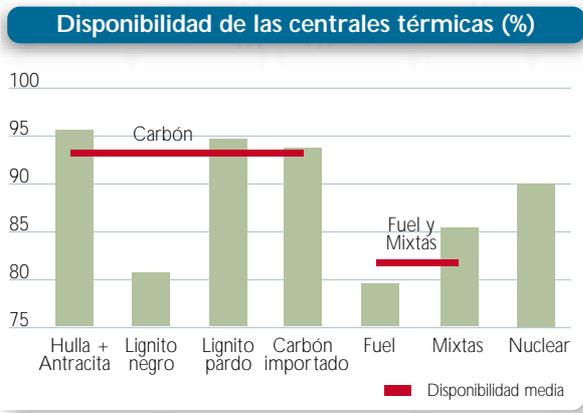


importación, cuya producción ha crecido un 50,1% frente al 1,5% de incremento del carbón nacional.

Estas variaciones han influido significativamente en las aportaciones de cada combustible a la producción total con carbón. La generación con carbón nacional ha tenido una participación del 51,0% lo que representa una disminución de más de 9 puntos respecto al año 1998, que ha sido compensada con el aumento en el peso relativo del carbón de importación hasta alcanzar el 46% de la producción total con carbón.



La disponibilidad del equipo en el año fue del 93,2%, valor inferior en cerca de 3 puntos a la disponibili-



dad registrada en el año anterior, mientras que el factor de utilización fue del 78,9%, superior en 15 puntos al valor registrado en 1998.

3.6 Producción de las centrales térmicas de fuel y mixtas

Durante 1999 las producciones con los grupos de fuel y mixtos han supuesto un total de 9.925 GWh en bornes de alternador, con un crecimiento del 75,4% respecto al año anterior. Este incremento en la producción viene explicado, como se ha comentado en el apartado anterior, por la escasa hidraulicidad y el elevado crecimiento de la demanda.

Tanto la generación con grupos de fuel como la correspondiente a los grupos mixtos ha crecido respecto a 1998, produciéndose 4.967 GWh con los primeros y 4.958 GWh con los segundos, cifras que representan unos crecimientos del 142,9% y 37,2% respectivamente.

La energía producida con estas centrales representó el 6,0% de la producción bruta del régimen ordinario, porcentaje superior en más de 2 puntos al peso que tuvieron en 1998.

La disponibilidad conjunta de las centrales de fuel y mixtas fue del 82,1%, lo que supone una disminución respecto a 1998 de 5,5 puntos, que puede atribuirse a la forma en que han sido explotadas las centrales, mientras que el factor de utilización fue del 16,8%, superior en 7,8 puntos al valor registrado en 1998.

3.7 Producción de las centrales nucleares

En el conjunto del año, la producción de las centrales nucleares fue similar a la de 1998, con una generación de 58.852 GWh, un 0,3% menos que en el año anterior, y una participación en la producción bruta del régimen ordinario del 35,6%.

Tanto el factor de utilización como la disponibilidad registraron también valores muy similares a los de 1998. El factor de utilización fue del 97,4% frente al 97,3% de 1998, y la disponibilidad fue del 90,0%, casi un punto inferior a 1998.

Si bien la disponibilidad de las centrales fue similar a la del año anterior, no ocurre lo mismo con las causas que han motivado su indisponibilidad.

El aumento de la indisponibilidad derivado de la mayor potencia en situación de revisión anual se ha compensado en su mayor parte con la disminución del número de averías del equipo durante el año. En 1999 la tasa de indisponibilidad por revisión anual de los grupos nucleares ha sido del 8,9%, 4 puntos superior a 1998 mientras que la indisponibilidad debido a averías ha sido del 1,1%, aproximadamente 3 puntos inferior a la del año anterior.

Índice de gráficos y cuadros — Equipo generador y producción de energía eléctrica

32	Balance de potencia instalada. Sistema eléctrico peninsular
32	Balance de potencia instalada por Comunidades Autónomas peninsulares
33	Cobertura de la demanda de potencia media horaria para la punta máxima
33	Cobertura de las potencias horarias máximas semanales
34	Curva monótona de carga
34	Plan anual de mantenimiento del equipo térmico
35	Evolución anual de la cobertura de la demanda de energía eléctrica. Sistema eléctrico peninsular
35	Evolución mensual de la cobertura de la demanda de energía eléctrica. Sistema eléctrico peninsular
36	Balance de energía eléctrica por Comunidades Autónomas peninsulares
37	Origen de la producción gestionada por RED ELÉCTRICA
37	Potencia instalada en la cuencas hidrográficas peninsulares
38	Producción hidroeléctrica por cuencas
38	Energía producible hidráulica diaria durante 1999 comparada con el producible medio histórico
38	Energía producible mensual 1997-1999. Curvas con probabilidad de ser superadas y evolución real
39	Consumo mensual en bombeo
39	Producción de energía hidroeléctrica en b.a. en centrales con producción anual mayor de 100 GWh
41	Producción de energía hidroléctrica en b.a. en centrales con producción anual mayor de 100 GWh (gráfico)
41	Producción hidroeléctrica mensual en b.a.
42	Energía producible hidroeléctrica mensual
42	Evolución mensual de las reservas hidroeléctricas. Datos a fin de mes
43	Reservas hidroeléctricas por sistemas
43	Valores extremos de la reservas en el año
43	Valores máximos y mínimos de llenado en los embalses hidroeléctricos : 1969-1999
44	Reservas hidroeléctricas: Índice de llenado a 31 de diciembre
45	Caudales medios en los principales ríos de interés hidroeléctrico
46	Precipitaciones registradas en las principales estaciones
46	Reservas hidroeléctricas. Evolución 1997-1999
47	Producción en b.a. de las centrales de carbón
48	Producción mensual en b.a. de las centrales de carbón
49	Utilización de los grupos de carbón
50	Disponibilidad de los grupos de carbón
51	Producción en b.a. de las centrales de carbón por tipo de combustible
51	Producción en b.a. de las centrales de fuel y mixtas
52	Producción mensual en b.a. de las centrales de fuel y mixtas
53	Utilización de los grupos de fuel y mixtos
54	Disponibilidad de los grupos de fuel y mixtos
55	Producción en b.a. de los grupos nucleares
55	Producción mensual en b.a. de las centrales nucleares
55	Utilización de los grupos nucleares
56	Disponibilidad de los grupos nucleares
56	Disponibilidad, factor de carga y producción de los grupos nucleares

Balance de potencia instalada. Sistema eléctrico peninsular (MW)

Tipo de central	Instalada 31.12.99	% s/total	Participación en generación %
Hidráulica convencional y mixta	13.854		
Bombeo puro	2.670		
Total hidráulica	16.524	37,8	14,6
Total nuclear	7.686	17,6	35,6
Hulla + antracita	5.974		
Lignito pardo	1.950		
Lignito negro	1.450		
Carbón importado	1.864		
Total carbón	11.238	25,7	43,8
Total fuel/gas (*)	8.214	18,8	6,0
Total potencia	43.662	100,0	100,0

(*) Incluye GICC (Elcogás)

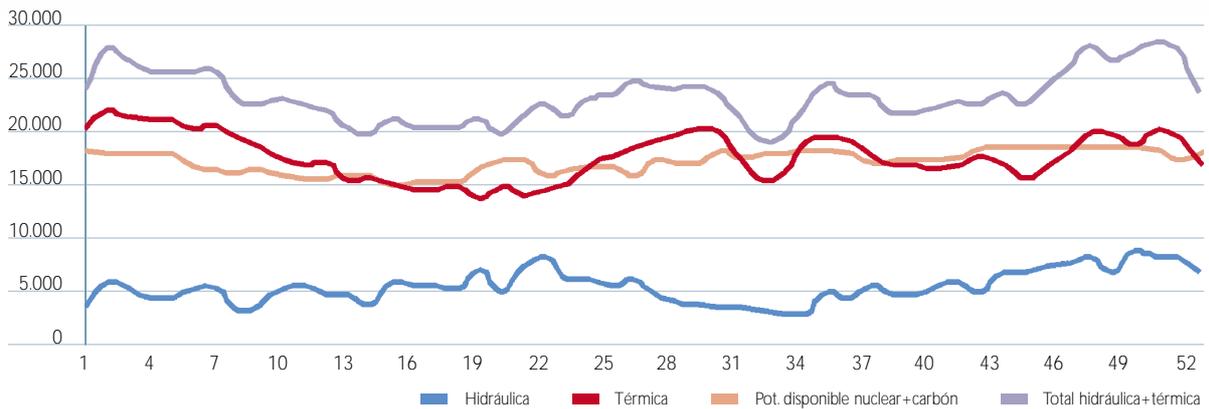
Balance de potencia instalada por Comunidades Autónomas peninsulares (MW)

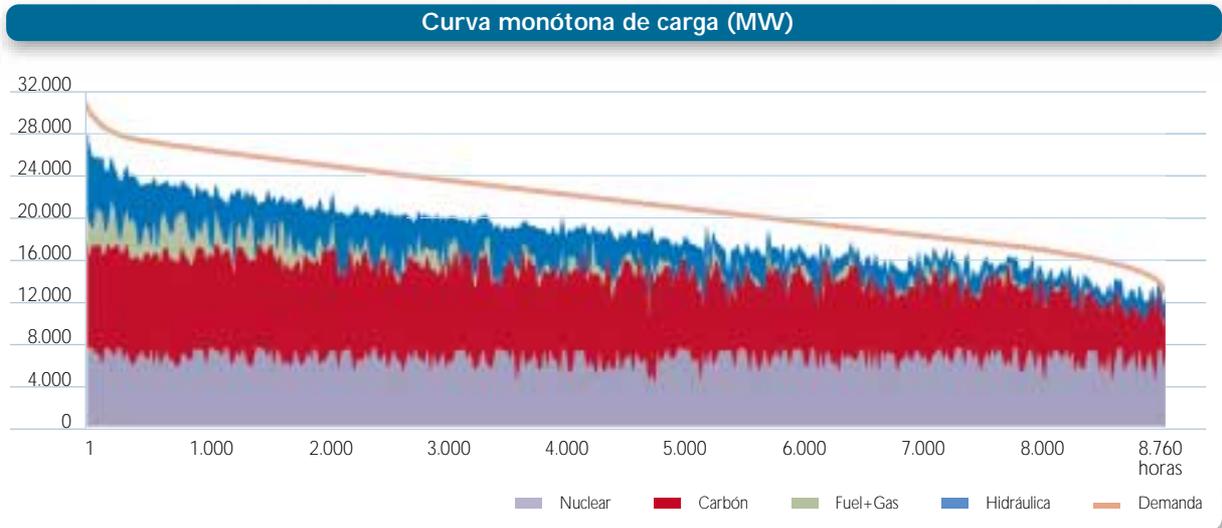
	Andalucía	Aragón	Asturias	Cantabria	Castilla-La Mancha	Castilla y León	Cataluña	C.Valenciana	Extremadura	Galicia	La Rioja	Madrid	Murcia	Navarra	Pais Vasco	Total
Hidráulica	1.046	1.284	661	363	721	3.955	2.206	1.255	2.148	2.673	8	59	28	11	105	16.524
Nuclear	0	0	0	0	1.226	466	3.012	1.025	1.957	0	0	0	0	0	0	7.686
Carbón	1.962	1.290	2.662	0	220	2.780	160	0	0	1.950	0	0	0	0	214	11.238
Fuel/gas	1.505	0	0	0	948	0	2.364	1.084	0	470	0	0	858	0	985	8.214
Total	4.513	2.574	3.323	363	3.115	7.201	7.742	3.364	4.105	5.093	8	59	886	11	1.304	43.662

Cobertura de la demanda de potencia media horaria para la punta máxima (16 de diciembre, de 19 a 20 horas)

	MW	%
Total hidráulica	7.644	27,6
— Hidráulica	6.488	23,4
— Bombeo	1.156	4,2
Total térmica	20.052	72,4
— Carbón	10.043	36,3
— Gas natural	1.411	5,1
— Fuel	1.230	4,4
— Nuclear	7.368	26,6
Total producción programa	27.696	100,0
Diferencias por regulación	-220	
Total producción	27.476	
Consumos en bombeo	0	
Saldo internacional	382	
— Andorra	-63	
— E.D.F.	800	
— E.D.P.	0	
— O.N.E.	-355	
Régimen especial	3.389	
Demanda b.c.	31.247	

Cobertura de las potencias horarias máximas semanales (MW)





Plan anual de mantenimiento del equipo térmico

Grupos	MW	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
Garoña	466	17	26										
Trillo I	1.066	5	16										
Vandellós II	1.057		14	4									
Cofrentes	1.025			11	8								
Almaraz I	974					29	9						
J. Cabrera	160						19	20					
Ascó II	976									11	13		
Nuclear (1)		466	1.532	2.075	3.100	2.034	1.134	1.134	0	976	976	0	0
Nuclear (2)		168	905	1.229	1.628	364	747	287	0	469	305	0	0
Compostilla 1	141	18	17										
Compostilla 5	350		23	26									
Puentes 1	350			1	25								
Teruel 1	350				12	26							
Teruel 2	350				19	16							
Teruel 3	350				19	5							
Meirama	550				24	17							
Guardo 1	148					17	29						
Narcea 3	364							2	6				
Los Barrios	550										8	16	
Carbón (1)		141	350	700	1.600	1.748	1.050	350	364	0	550	0	0
Carbón (2)		47	108	428	454	1.052	605	42	44	0	119	0	0
Aceca 1	314					17	21						
Fuel / Gas (1)		0	0	0	0	314	0	0	0	0	0	0	0
Fuel / Gas (2)		0	0	0	0	38	0	0	0	0	0	0	0
Térmica (1)		607	1.882	2.775	3.634	3.634	2.024	1.484	364	976	1.526	0	0
Térmica (2)		215	1.013	1.657	2.082	1.453	1.352	329	44	469	423	0	0

(1) Máxima potencia simultánea en revisión anual (MW). (2) Energía no producible por revisión anual (GWh)

Evolución anual de la cobertura de la demanda de energía eléctrica. Sistema eléctrico peninsular (GWh)

	1995	1996	1997	1998	1999	99/98%
Hidráulica	21.965	37.692	33.168	33.992	24.171	-28,9
Nuclear	55.445	56.329	55.298	59.003	58.852	-0,3
Carbón	64.736	52.395	62.098	60.190	72.315	20,1
Fuel/gas	3.868	2.149	6.843	5.658	9.925	75,4
PRODUCCIÓN (b.a.)	146.014	148.565	157.407	158.843	165.263	4,0
- Consumos en generación	6.248	5.511	6.351	6.309	7.224	14,5
- Consumos bombeo	2.082	1.523	1.761	2.588	3.666	41,7
PRODUCCIÓN (b.c.)	137.684	141.531	149.295	149.946	154.373	3,0
+ Intercambios internacionales	4.489	1.059	-3.073	3.402	5.719	68,1
+ Régimen especial	9.596	13.659	16.161	19.710	24.182	22,7
DEMANDA (b.c.)	151.769	156.249	162.383	173.058	184.275	6,5

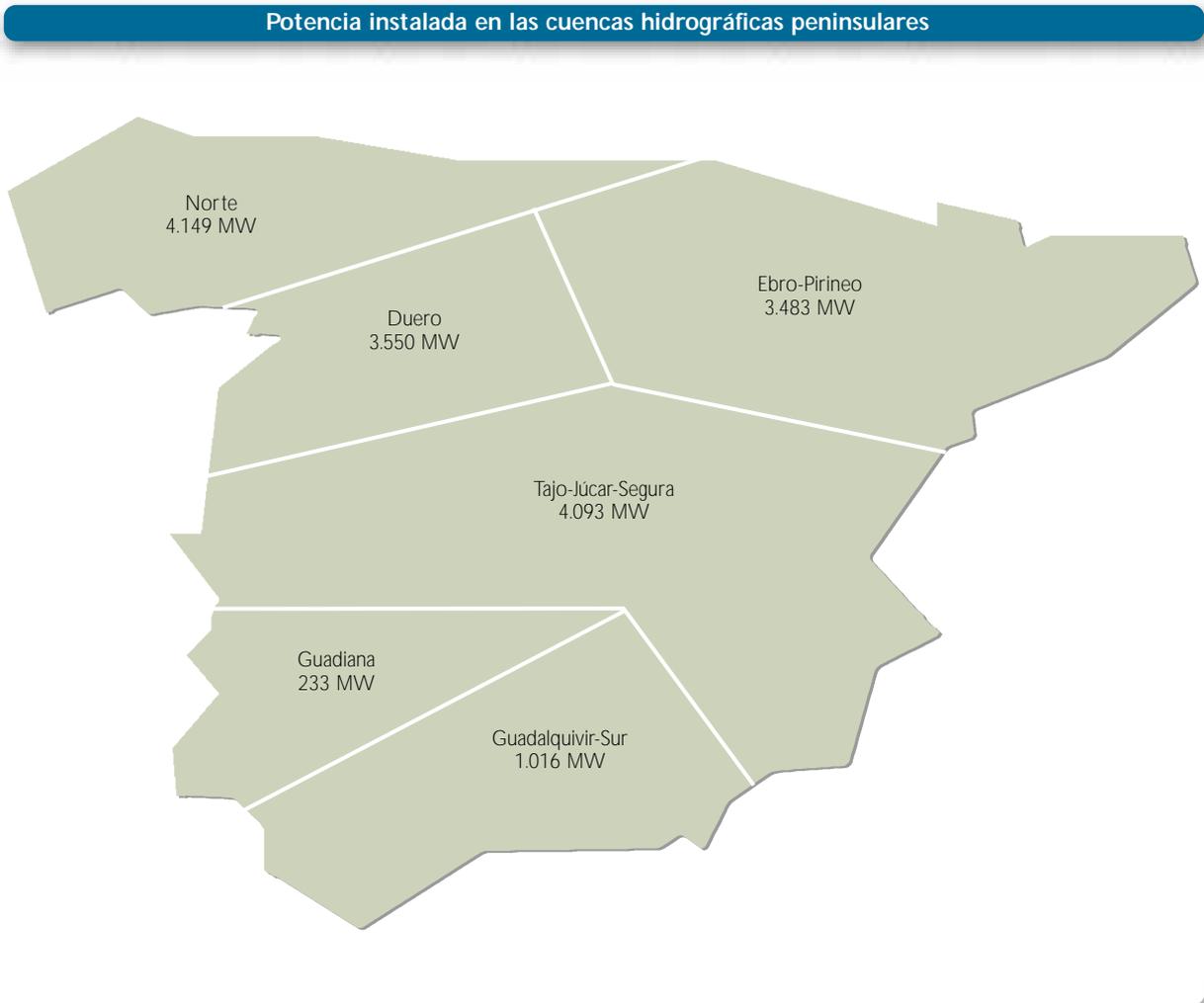
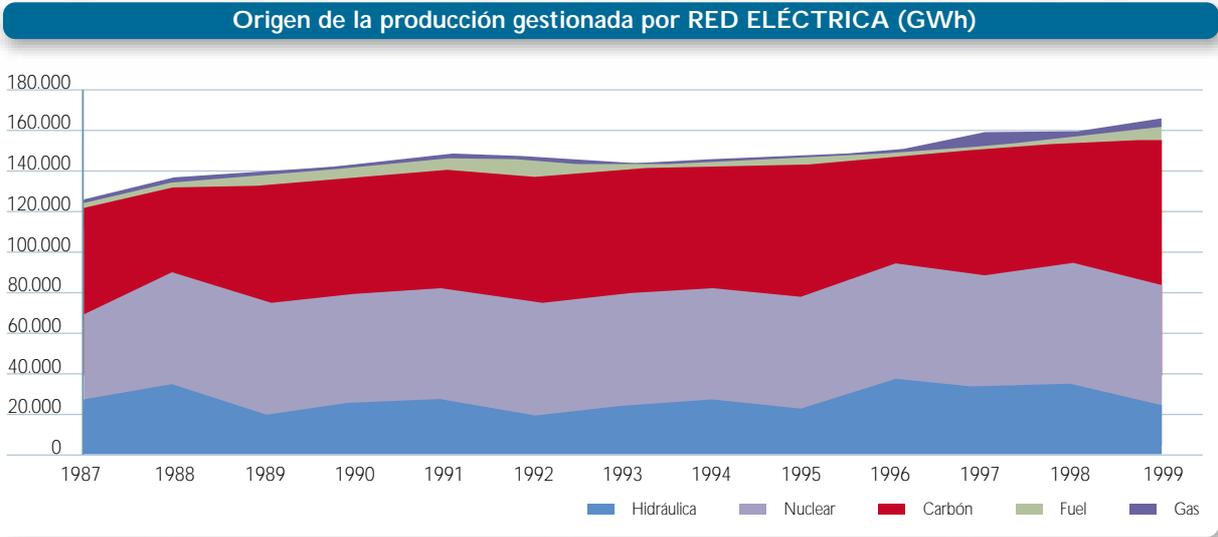
Evolución mensual de la cobertura de la demanda de energía eléctrica. Sistema eléctrico peninsular (GWh)

	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Total
Hidráulica	1.460	1.344	1.863	2.034	2.688	2.391	1.937	1.486	1.602	1.841	2.732	2.793	24.171
Nuclear	5.396	4.094	4.176	3.674	5.107	4.723	4.901	5.456	4.924	5.304	5.495	5.604	58.852
Carbón	6.702	6.264	6.497	5.798	4.662	5.594	6.682	5.587	6.733	6.191	5.573	6.032	72.315
Fuel/gas	1.579	1.951	1.135	554	178	574	1.199	735	644	178	458	739	9.925
PRODUCCIÓN (b.a.)	15.137	13.652	13.671	12.060	12.635	13.281	14.719	13.265	13.902	13.515	14.258	15.169	165.263
- Consumos en generación	676	597	586	518	517	577	673	619	642	608	582	630	7.224
- Consumos bombeo	469	343	234	216	220	178	215	261	341	490	316	385	3.666
PRODUCCIÓN (b.c.)	13.992	12.712	12.852	11.327	11.898	12.526	13.832	12.386	12.919	12.417	13.360	14.154	154.373
+ Intercambios internacionales	244	367	463	713	628	571	516	505	211	439	625	438	5.719
+ Régimen especial	1.931	1.891	2.091	1.995	2.112	1.960	1.913	1.754	1.861	2.077	2.242	2.358	24.182
DEMANDA (b.c.)	16.166	14.969	15.405	14.034	14.639	15.057	16.260	14.644	14.991	14.932	16.227	16.950	184.275

Balance de energía eléctrica por Comunidades Autónomas peninsulares (GWh)

	Andalucía	Aragón	Asturias	Cantabria	Castilla-La Mancha	Castilla y León	Cataluña	C. Valenciana
Hidráulica	951	2.635	1.378	403	484	5.511	3.729	882
Nuclear	0	0	0	0	8.440	3.483	23.512	7.772
Carbón	13.430	6.641	17.977	0	1.266	16.956	686	0
Fuel/gas	1.163	0	0	0	2.108	0	1.796	2.417
PRODUCCIÓN (b.a.)	15.544	9.276	19.354	403	12.298	25.950	29.723	11.070
- Consumos generación	633	462	1.032	5	792	1.203	1.113	420
- Consumos bombeo	457	518	116	456	118	711	379	655
PRODUCCIÓN (b.c.)	14.453	8.297	18.206	-57	11.388	24.035	28.232	9.995
+ Intercambios internacionales	-1.811	743	0	0	0	728	3.385	0
+ Intercambios intercomunidades	10.853	-4.750	-10.486	2.794	-5.369	-14.074	-549	7.672
+ Régimen especial	3.354	2.723	819	725	1.186	1.349	5.761	1.679
DEMANDA (b.c.)	26.850	7.012	8.540	3.462	7.205	12.038	36.828	19.347

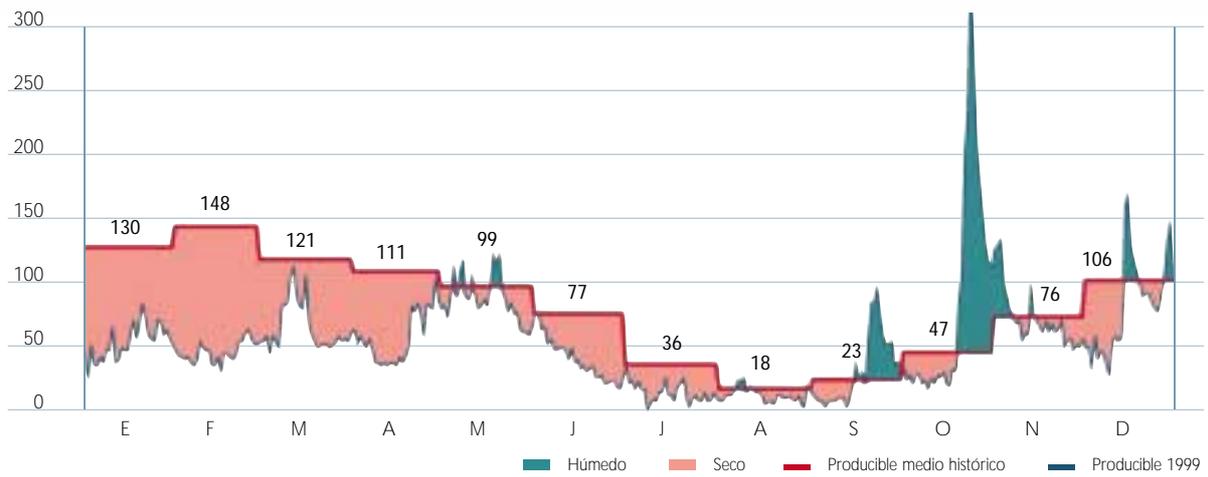
	Extremadura	Galicia	La Rioja	Madrid	Murcia	Navarra	País Vasco	Total
Hidráulica	1.443	6.080	95	37	70	178	296	24.171
Nuclear	15.645	0	0	0	0	0	0	58.852
Carbón	0	13.924	0	0	0	0	1.436	72.315
Fuel/gas	0	491	0	0	923	0	1.027	9.925
PRODUCCIÓN (b.a.)	17.089	20.495	95	37	993	178	2.758	165.263
- Consumos generación	616	799	1	0	45	2	101	7.224
- Consumos bombeo	33	223	0	0	0	0	0	3.666
PRODUCCIÓN (b.c.)	16.439	19.473	94	37	948	176	2.657	154.373
+ Intercambios internacionales	3.154	-3.024	0	0	0	0	2.545	5.719
+ Intercambios intercomunidades	-16.723	-4.818	1.092	21.675	2.232	1.776	8.676	0
+ Régimen especial	15	3.225	84	591	452	1.341	877	24.182
DEMANDA (b.c.)	2.885	14.856	1.270	22.302	3.633	3.292	14.756	184.275



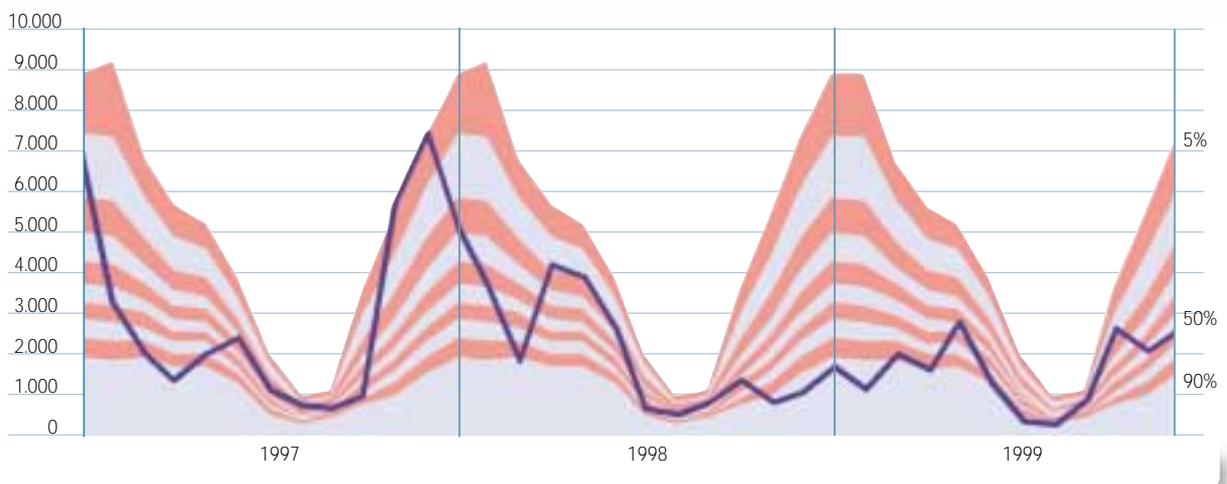
Producción hidroeléctrica por cuencas (GWh)

Cuenca	Potencia MW	Producción			Producible		
		1999	1998	Δ %	1999	1998	Δ %
Norte	4.149	8.361	9.988	-16,3	8.203	8.029	2,2
Duero	3.550	4.903	9.518	-48,5	3.924	7.542	-48,0
Tajo-Júcar-Segura	4.093	2.799	5.917	-52,7	1.226	3.976	-69,2
Guadiana	233	213	256	-16,8	10	166	-94,0
Guadalquivir-Sur	1.016	927	1.254	-26,1	283	801	-64,7
Ebro-Pirineo	3.483	6.967	7.058	-1,3	6.255	6.647	-5,9
Total	16.524	24.171	33.992	-28,9	19.901	27.162	-26,7

Energía producible hidráulica diaria durante 1999 comparada con el producible medio histórico (GWh)



Energía producible mensual 1997-1999. Curvas con probabilidad de ser superadas y evolución real (GWh)



Consumo mensual en bombeo

Meses	1999		1998	
	GWh	%	GWh	%
Enero	468	12,8	277	10,7
Febrero	343	9,4	135	5,2
Marzo	234	6,4	111	4,3
Abril	216	5,9	215	8,3
Mayo	220	6,0	182	7,0
Junio	178	4,9	115	4,4
Julio	214	5,8	203	7,8
Agosto	261	7,1	320	12,4
Septiembre	341	9,3	193	7,5
Octubre	490	13,4	172	6,6
Noviembre	316	8,6	214	8,3
Diciembre	385	10,5	451	17,4
Total	3.666	100,0	2.588	100,0

Producción de energía hidroeléctrica en b.a. en centrales con producción anual mayor de 100 GWh (GWh)

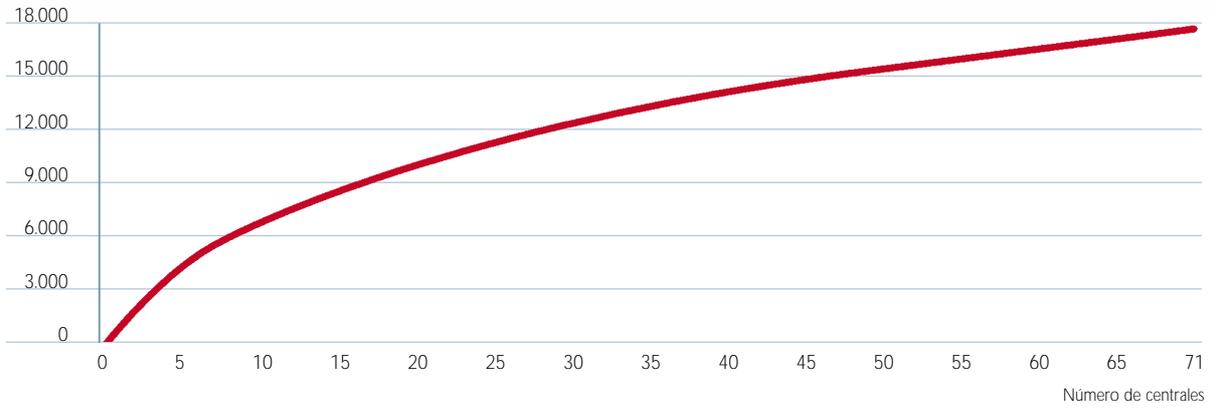
Centrales	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Total
Aldeadávila	71	61	120	138	140	141	131	89	118	102	148	209	1.467
Villarino	26	16	41	95	164	178	170	83	125	68	69	67	1.102
San Esteban	44	37	65	62	89	58	58	48	47	97	124	131	860
Belesar	27	34	41	53	88	40	33	37	37	41	85	93	607
Mequinenza	62	81	94	40	37	30	33	25	18	22	34	79	554
Ribarroja	55	59	66	40	51	33	32	29	32	35	48	66	544
J. Maria Oriol	14	2	6	28	34	91	6	4	21	71	177	77	533
Saucelle I	29	28	45	28	32	44	34	27	39	37	64	87	492
La Muela	65	52	49	35	45	25	36	26	46	41	31	34	484
Los Peares	23	26	32	38	62	28	24	27	31	39	69	76	475
Puente Bibey	0	1	3	17	11	62	72	47	53	34	74	53	428
Castro	30	25	37	38	32	28	28	11	46	28	46	64	411
Frieira	22	19	30	31	45	24	21	19	24	46	55	61	396
Tambre	41	30	47	41	51	22	7	4	13	29	39	39	361
Villalcampo	25	1	34	36	30	26	26	10	14	27	43	60	331
Aguayo	39	32	26	22	23	19	22	25	33	31	30	30	329
Moralets	35	28	15	14	4	11	25	22	45	33	30	33	294
Castrelo	14	14	22	22	31	17	17	15	17	34	45	46	294
Eume	29	26	33	31	40	16	8	11	14	13	37	31	290
Cedillo	11	3	4	14	17	44	4	2	10	46	89	40	283
Estany Gento-Sallent	34	21	18	13	14	18	9	22	31	31	29	38	278
Conso	4	3	3	21	5	26	43	46	33	6	25	22	236
Miranda	17	16	27	28	23	9	5	5	6	13	23	32	205
Tajo de la Encantada	23	17	14	9	14	11	11	11	25	22	17	18	191
Saucelle II	6	1	14	43	40	27	27	0	2	4	9	17	190
Pont Montañana	15	17	4	6	16	22	20	16	14	19	26	16	189

(Sigue)

Producción de energía hidroeléctrica en b.a. en centrales con producción anual mayor de 100 GWh (GWh)

Centrales	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Total
Valdecañas	5	12	20	22	16	22	9	5	0	0	29	40	179
Cornatel	2	2	2	9	17	11	15	19	3	19	39	39	176
Flix	19	20	22	10	17	11	9	5	7	12	18	26	174
Ricobayo	14	14	18	13	15	10	10	11	15	22	15	17	173
Guistolas-P. Novo	14	11	19	8	5	22	12	1	6	23	24	27	171
Velle	9	8	13	13	18	11	10	10	10	18	24	26	170
Montefurado	10	8	14	13	14	16	15	13	13	16	20	20	170
Torrejón	7	10	16	15	14	14	6	4	3	10	27	34	158
Lafortunada (Cinca)	4	4	7	13	24	24	14	10	11	20	16	8	154
Camarasa	7	10	9	14	19	27	18	9	7	3	14	13	150
Tanes	15	17	14	13	10	9	12	8	12	10	18	11	148
Cortes 2	9	11	8	16	24	11	18	15	10	8	7	7	143
Barazar	27	25	25	7	9	9	9	7	7	7	5	6	143
Cofrentes	5	11	11	14	27	15	19	17	12	7	1	2	142
Tabascán	4	6	6	10	38	28	14	7	6	7	7	6	139
Canelles	7	6	1	5	9	12	29	20	18	9	8	13	137
Biescas II	5	4	4	5	24	17	14	8	12	20	19	7	136
Mediano	6	5	7	5	13	17	25	9	7	9	20	12	135
San Pedro	8	6	11	10	9	9	10	8	7	13	20	19	131
Eriste	3	1	4	8	30	24	12	8	15	13	9	4	130
San Agustín	7	7	12	12	18	4	5	6	7	14	22	16	129
Seros	10	10	7	10	14	13	9	6	11	10	16	14	128
Guillena	16	9	7	5	6	10	10	12	12	12	12	12	122
Aldeadávila II	1	0	6	15	14	13	13	0	6	6	24	23	122
Sobradelo	6	4	10	11	16	7	5	7	5	13	18	20	121
Las Ondinas	7	7	12	15	11	6	8	4	5	7	19	20	119
Quereño	6	6	8	10	13	6	6	7	4	11	19	20	116
Talarn	5	6	7	9	15	18	9	8	8	7	14	10	116
Escales	8	9	2	3	9	13	12	9	8	13	16	10	112
Oliana	4	4	5	8	23	14	7	10	6	8	15	7	112
Pont de Rey	7	7	10	12	21	17	9	6	7	6	5	5	111
Albarellos	11	6	6	10	11	7	2	2	4	12	23	17	111
Llavorsi-Cardos	3	4	6	11	32	25	5	3	4	5	5	4	107
Las Conchas	3	2	2	3	11	8	7	3	6	13	26	24	107
Silvón	4	4	17	16	28	11	0	0	0	0	4	22	107
Ribadelago	5	5	12	12	12	5	5	7	3	13	15	14	105
Arties	6	9	5	3	19	16	9	6	11	6	8	7	104
Salime (1/2)	7	5	10	16	13	6	1	1	3	6	15	21	104
Regueiro	13	9	10	9	12	3	1	1	3	9	18	14	103
La Barca	7	8	14	14	11	4	2	2	3	7	12	19	102
Doiras	9	8	13	12	14	16	0	0	0	0	9	20	102
Iznajar	1	3	9	11	14	18	23	18	3	0	0	0	102
Salime (1/2)	5	7	20	8	2	15	1	2	3	3	12	24	101
Arbón	6	6	14	12	18	14	2	2	2	2	7	18	101
Caldas	5	2	3	6	14	21	12	7	6	10	8	6	100
Total	1.095	983	1.343	1.414	1.864	1.656	1.341	982	1.200	1.405	2.143	2.218	17.643
Total hidráulica	1.460	1.344	1.863	2.034	2.688	2.391	1.937	1.486	1.602	1.841	2.732	2.793	24.171

Producción de energía hidroeléctrica en b.a. en centrales con producción anual mayor de 100 GWh (GWh)



Producción hidroeléctrica mensual en b.a.

Meses	1999		1998	
	GWh	%	GWh	%
Enero	1.460	6,0	5.707	16,8
Febrero	1.344	5,6	3.864	11,4
Marzo	1.863	7,7	2.537	7,5
Abril	2.034	8,4	3.327	9,8
Mayo	2.688	11,1	3.868	11,4
Junio	2.391	9,9	3.283	9,7
Julio	1.937	8,0	2.558	7,5
Agosto	1.486	6,1	2.136	6,3
Septiembre	1.602	6,6	1.855	5,5
Octubre	1.841	7,6	1.934	5,7
Noviembre	2.732	11,3	1.511	4,4
Diciembre	2.793	11,6	1.413	4,2
Total	24.171	100,0	33.992	100,0

Energía producible hidroeléctrica mensual

	1999				1998			
	Energía (GWh)		Índice		Energía (GWh)		Índice	
	Mensual	Acumul.	Mensual	Acumul.	Mensual	Acumul.	Mensual	Acumul.
Enero	1.771	1.771	0,45	0,45	5.120	5.120	1,27	1,27
Febrero	1.163	2.934	0,28	0,36	3.727	8.847	0,90	1,08
Marzo	2.038	4.972	0,56	0,42	1.917	10.764	0,52	0,91
Abril	1.644	6.615	0,51	0,44	4.263	15.027	1,29	0,99
Mayo	2.831	9.446	0,94	0,53	3.983	19.010	1,31	1,04
Junio	1.325	10.771	0,58	0,53	2.691	21.701	1,16	1,06
Julio	408	11.179	0,38	0,52	702	22.403	0,64	1,04
Agosto	302	11.481	0,55	0,52	522	22.925	0,92	1,03
Septiembre	967	12.448	1,46	0,55	894	23.819	1,31	1,04
Octubre	2.666	15.114	1,84	0,63	1.390	25.209	0,94	1,03
Noviembre	2.112	17.226	0,94	0,66	875	26.084	0,38	0,98
Diciembre	2.676	19.901	0,83	0,68	1.078	27.162	0,33	0,91

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

	1999						1998					
	Anuales		Hiperanuales		Conjunto		Anuales		Hiperanuales		Conjunto	
	GWh	%	GWh	%	GWh	%	GWh	%	GWh	%	GWh	%
Enero	3.751	46	5.529	58	9.280	52	5.950	73	7.389	72	13.339	72
Febrero	3.850	47	5.653	59	9.503	54	5.556	68	7.540	74	13.096	71
Marzo	4.324	53	5.620	59	9.944	56	5.223	64	7.483	73	12.706	69
Abril	4.502	55	5.391	56	9.893	56	6.136	75	7.666	75	13.803	75
Mayo	5.148	63	5.081	53	10.229	58	6.360	78	7.753	76	14.113	77
Junio	4.673	57	4.550	48	9.223	52	6.123	75	7.449	73	13.573	74
Julio	3.924	48	3.971	42	7.894	45	5.181	64	6.701	66	11.882	65
Agosto	3.441	42	3.577	37	7.018	40	4.352	53	6.186	60	10.538	57
Septiembre	3.452	42	3.234	34	6.686	38	3.819	47	5.932	58	9.751	53
Octubre (*)	4.373	54	3.554	37	7.928	45	3.692	45	5.396	53	9.088	49
Noviembre	4.073	50	3.596	38	7.670	43	3.389	42	5.323	56	8.712	49
Diciembre	4.124	51	3.726	39	7.850	44	3.355	41	5.343	56	8.698	49

(*) En octubre de 1998 se modificó la capacidad de los embalses hiperanuales como consecuencia de la baja de la C.H. Juan de Urrutia.

Reservas hidroeléctricas por sistemas

	31-12-99		31-12-98	
	GWh	% Llenado	GWh	% Llenado
Régimen anual				
Pirenaico	1.085	60,8	892	49,9
Tajo/Alberche/Júcar	767	31,5	963	39,6
Sur	73	40,6	91	50,6
Miño/Sil	1.394	61,6	766	33,8
Esla/Duero	576	48,5	475	40,0
Cantábrico	230	73,5	167	53,4
Total anual	4.124	50,5	3.355	41,1
Régimen hiperanual				
Tajo	665	30,4	1.059	48,5
Júcar	327	20,7	623	39,4
Guadiana	292	35,0	557	66,7
Tormes	1.372	44,0	1.881	60,3
Ebro	173	70,6	175	71,4
Sil	715	78,7	567	62,4
Sur	181	27,1	482	72,0
Total hiperanual	3.726	39,0	5.343	56,0
Conjunto	7.850	44,3	8.698	49,1

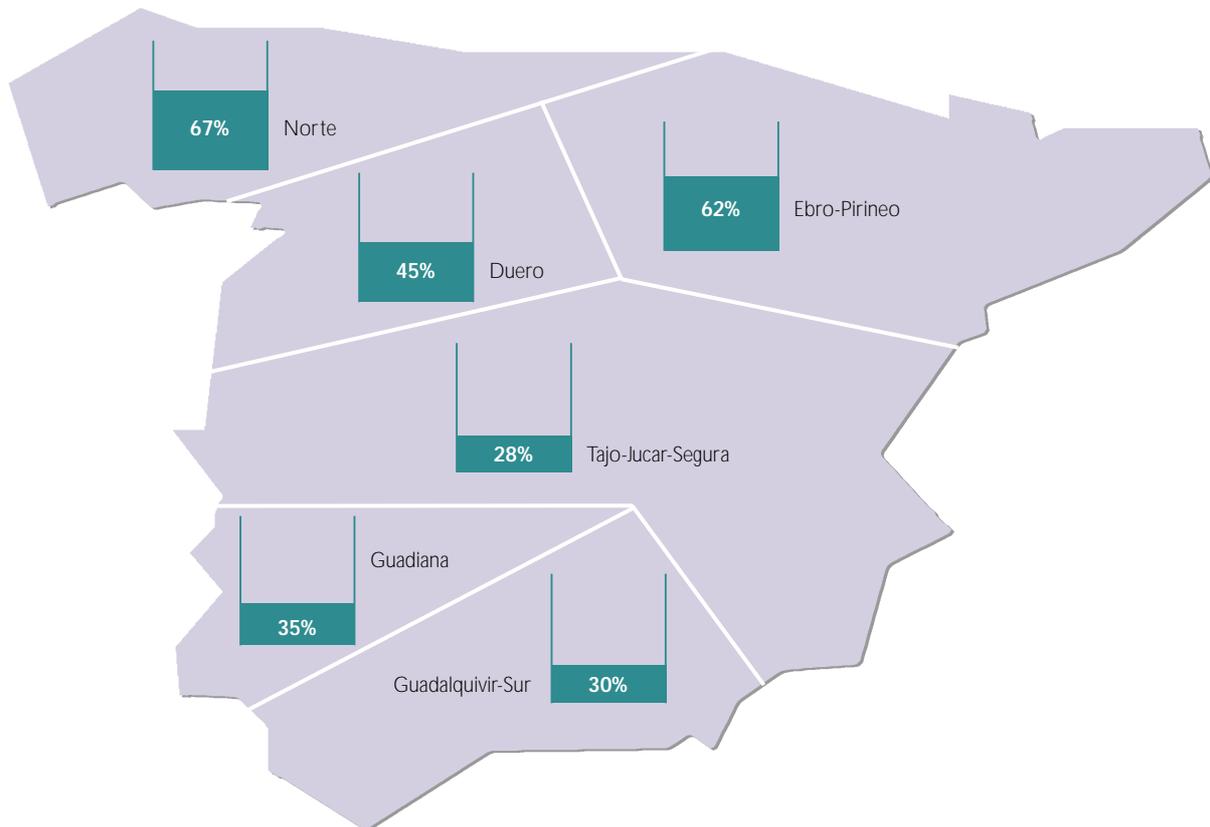
Valores extremos de las reservas en el año

		1999			1998		
		GWh	Fecha	%	GWh	Fecha	%
Máximos	Anuales	5.196	24 mayo	63,6	6.580	7 junio	80,6
	Hiperanuales	5.655	6 abril	59,3	7.807	7 junio	76,3
	Conjunto	10.427	23 mayo	58,9	14.387	7 junio	78,2
Mínimos	Anuales	3.182	16 septiembre	39,0	3.283	10 diciembre	40,2
	Hiperanuales	3.163	19 octubre	33,1	5.261	10 diciembre	55,1
	Conjunto	6.430	19 octubre	36,3	8.544	10 diciembre	48,2

Valores máximos y mínimos de llenado en los embalses hidroeléctricos: 1969-1999

Sistemas	Máximo		Mínimo	
	%	Mes	%	Mes
Régimen anual	92,0	mayo de 1969	24,9	enero de 1976
Régimen hiperanual	91,1	abril de 1979	17,6	noviembre de 1983
Conjunto	86,6	abril de 1979	23,6	octubre de 1995

Reservas hidroeléctricas. Índice de llenado a 31 de diciembre



Caudales medios de los principales ríos de interés hidroeléctrico

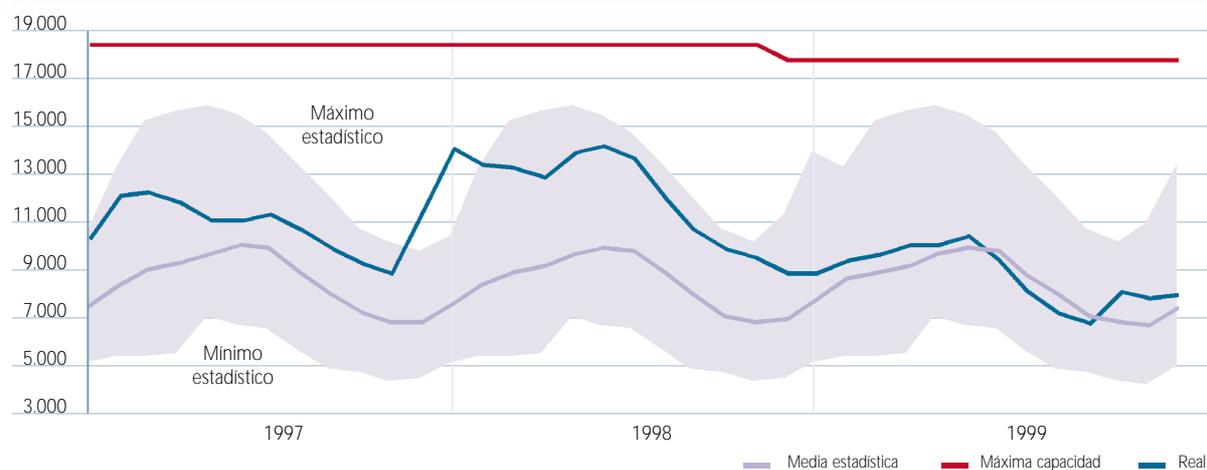
Río (estación aforo)	Valores: m ³ /s				Índice s/ media 1961-1990
	Media 1961-1990	Semestre 1	Semestre 2	Media año	
Cuenca Norte					
Limia (Las Conchas)	13,82	7,57	12,38	10,00	72,36
Sil (Sequeiros)	133,33	103,49	98,28	100,87	75,66
Miño (Belesar)	95,40	96,08	69,46	82,66	86,64
Navia (Salime)	44,83	43,32	33,05	38,14	85,08
Cuenca Duero					
Esla (Bretó)	139,62	63,53	73,72	68,67	49,18
Duero (Carrascal)	129,77	59,23	59,13	59,18	45,60
Tormes (Contiensa)	32,79	7,76	15,96	11,90	36,28
Cuenca Tajo-Júcar-Segura					
Tajo (Entrepeñas)	20,36	7,63	9,18	8,41	41,31
Alberche (Burguillo)	13,19	5,69	4,71	5,20	39,41
Tajo (Valdecañas)	123,19	34,04	40,67	37,38	30,34
Tajo (I.M. Oriol)	243,27	71,00	96,84	84,03	34,54
Júcar (Alarcón) (*)	15,57	5,66	6,00	5,83	37,46
Cuenca Guadalquivir-Sur					
Guadalquivir (Marmolejo)	53,75	27,63	26,35	26,98	50,20
Genil (Iznájar)	17,24	6,65	6,10	6,37	36,95
Guadaro (Corchado)	11,05	1,30	1,59	1,44	13,07
Cuenca Ebro-Pirineo					
Gállego (Anzánigo)	25,95	15,63	19,12	17,39	66,98
Ebro (Sástago)	258,83	209,86	132,59	170,91	66,03
N. Ribagorzana (P. Suert)	16,63	0,48	0,00	0,24	1,43
N. Pallaresa (Pobla)	36,17	43,21	25,98	34,52	95,45
Segre (Oliana)	31,29	29,90	20,83	25,33	80,94
Garona (Viella)	5,45	21,55	8,41	14,93	273,96

(*) Corregido el efecto del trasvase Tajo-Segura

Precipitaciones registradas en las principales estaciones

Pluviómetros	Media 1961-1990	Valores: l/m ²			Índice anual (base 100)
		Total	Semestre 1	Semestre 2	
Zona Noroeste					
Santiago C.	1.918	1.565	804	761	82
Vigo	1.948	1.581	707	874	81
Oviedo	974	963	460	503	99
Santander	1.267	1.054	504	550	83
Zona Centro-Norte					
Ponferrada	651	241	108	133	37
León	557	474	213	261	85
Valladolid	472	388	128	260	82
Zona Centro-Levante					
Madrid	414	231	108	123	56
Toledo	374	282	128	154	75
Cuenca	557	408	179	229	73
Albacete	367	249	132	117	68
Valencia	466	258	109	149	55
Zona Andaluza					
Sevilla	608	418	105	313	69
Córdoba	614	462	137	325	75
Granada	382	274	84	190	72
Zona Catalana					
Gerona	751	621	275	346	83
Lérida	359	419	215	204	117
Zaragoza	315	390	171	219	124

Reservas hidroeléctricas. Evolución 1997-1999 (GWh)



Producción en b.a. de las centrales de carbón

Centrales	Potencia MW	1999		1998		Δ %
		GWh	%	GWh	%	
Aboño	903	6.712	9,3	6.129	10,2	9,5
Lada	505	3.062	4,2	1.432	2,4	113,9
Soto de Ribera	671	4.383	6,1	1.965	3,3	123,1
Narcea	583	3.819	5,3	3.140	5,2	21,6
Anllares	350	2.449	3,4	1.945	3,2	25,9
Compostilla	1.312	7.887	10,9	8.102	13,5	-2,7
La Robla	620	3.981	5,5	3.442	5,7	15,6
Guardo	498	2.640	3,7	1.551	2,6	70,2
Puertollano	220	1.266	1,8	827	1,4	53,0
Puente Nuevo	312	1.983	2,7	1.517	2,5	30,7
Total hulla+antracita	5.974	38.182	52,8	30.050	49,9	27,1
Pasajes	214	1.436	2,0	411	0,7	249,3
Litoral	1.100	7.685	10,6	6.443	10,7	19,3
Los Barrios	550	3.762	5,2	3.161	5,3	19,0
Total carbón importado	1.864	12.882	17,8	10.015	16,6	28,6
Serchs	160	686	0,9	548	0,9	25,1
Escatrón	80	343	0,5	269	0,4	27,5
Teruel	1.050	5.375	7,4	4.953	8,2	8,5
Escucha	160	924	1,3	637	1,1	45,0
Total lignito negro	1.450	7.327	10,1	6.407	10,6	14,4
Puentes	1.400	10.693	14,8	10.785	17,9	-0,9
Meirama	550	3.232	4,5	2.933	4,9	10,2
Total lignito pardo	1.950	13.924	19,3	13.718	22,8	1,5
Total carbón	11.238	72.315	100,0	60.190	100,0	20,1

Producción mensual en b.a. de las centrales de carbón (GWh)

Centrales	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Total
Aboño	578	561	522	572	314	447	648	579	618	608	632	635	6.712
Lada	250	241	314	338	198	184	307	209	313	309	178	221	3.062
Soto de Ribera	300	351	422	284	383	397	391	352	377	347	382	397	4.383
Narcea	337	328	340	299	269	342	364	263	356	354	272	293	3.819
Anllares	224	227	249	181	137	202	217	191	244	233	212	134	2.449
Compostilla	856	683	642	700	604	776	784	452	771	594	444	583	7.887
La Robla	318	355	363	360	294	294	370	351	319	312	304	340	3.981
Guardo	297	208	306	322	108	240	285	130	280	257	93	111	2.640
Puertollano	119	123	129	107	75	113	109	106	146	98	42	98	1.266
Puente Nuevo	175	186	124	167	135	159	172	190	201	165	126	183	1.983
Pasajes	103	132	141	148	131	125	138	83	141	119	78	97	1.436
Litoral	723	723	724	590	587	583	700	425	655	682	675	618	7.685
Los Barrios	347	344	325	290	293	294	336	330	358	233	329	282	3.762
Serch	87	88	84	59	33	73	81	29	11	0	52	88	686
Escatrón	29	29	48	20	23	36	24	45	15	34	3	37	343
Teruel	634	558	566	183	0	110	419	522	640	580	524	639	5.375
Escucha	102	72	90	64	49	70	73	90	106	95	39	73	924
Puentes	901	820	765	882	889	843	939	947	890	932	955	929	10.693
Meirama	322	234	342	231	141	305	323	293	293	238	233	276	3.232
Total	6.702	6.264	6.497	5.798	4.662	5.594	6.682	5.587	6.733	6.191	5.573	6.032	72.315

Utilización de los grupos de carbón

Grupos	Potencia MW	Producción (GWh)		Funcionamiento		Coeficientes utilización (%)	
		Real	Disponible	Horas Equiv.	Horas Reales	s/Disponible	En horas de acoplamiento
Aboño 1	360	2.763	3.136	7.675	8.469	88,1	90,6
Aboño 2	543	3.949	4.213	7.273	7.797	93,8	93,3
Aboño total	903	6.712	7.349	7.434	8.065	91,3	92,2
Lada 3	155	577	1.198	3.725	4.518	48,2	82,5
Lada 4	350	2.485	3.026	7.100	7.988	82,1	88,9
Lada total	505	3.062	4.224	6.064	6.923	72,5	87,6
Soto 1	67	105	591	1.563	1.889	17,7	82,7
Soto 2	254	1.791	2.193	7.052	8.266	81,7	85,3
Soto 3	350	2.487	3.019	7.106	8.051	82,4	88,3
Soto total	671	4.383	5.803	6.532	7.517	75,5	86,9
Narcea 1	65	301	567	4.632	6.215	53,1	74,5
Narcea 2	154	951	1.346	6.173	7.224	70,6	85,4
Narcea 3	364	2.567	3.042	7.143	8.467	84,4	84,4
Narcea total	583	3.819	4.955	6.549	7.888	77,1	83,0
Anllares	350	2.449	3.024	6.997	8.013	81,0	87,3
Compostilla 1	141	508	1.121	3.600	4.298	45,3	83,8
Compostilla 2	141	670	1.212	4.750	5.397	55,3	88,0
Compostilla 3	330	2.016	2.795	6.109	6.645	72,1	91,9
Compostilla 4	350	2.441	2.967	6.974	7.505	82,3	92,9
Compostilla 5	350	2.253	2.771	6.437	7.245	81,3	88,8
Compostilla total	1.312	7.887	10.866	6.011	6.648	72,6	90,4
La Robla 1	270	1.650	2.248	6.109	7.478	73,4	81,7
La Robla 2	350	2.331	2.912	6.660	7.463	80,0	89,2
La Robla total	620	3.981	5.160	6.420	7.470	77,1	86,0
Guardo 1	148	678	1.212	4.578	5.842	55,9	78,4
Guardo 2	350	1.962	2.921	5.606	6.286	67,2	89,2
Guardo total	498	2.640	4.133	5.301	6.154	63,9	86,1
Puertollano	220	1.266	1.812	5.752	6.847	69,8	84,0
Puente Nuevo	312	1.983	2.601	6.356	7.623	76,2	83,4
Total hulla + antracita	5.974	38.182	49.927	6.391	7.286	76,5	87,7
Los Barrios	550	3.762	4.556	6.840	8.238	82,6	83,0
Litoral 1	550	3.928	4.493	7.143	7.949	87,4	89,9
Litoral 2	550	3.756	4.439	6.830	7.922	84,6	86,2
Litoral total	1.100	7.685	8.932	6.986	7.936	86,0	88,0
Pasajes	214	1.436	1.804	6.709	7.662	79,6	87,6
Total carbón importado	1.864	12.882	15.292	6.911	7.993	84,2	86,5
Serchs	160	686	1.110	4.285	5.094	61,8	84,1
Escatrón	80	343	499	4.288	5.376	68,7	79,8
Teruel 1	350	1.653	2.344	4.724	5.735	70,5	82,4
Teruel 2	350	1.923	2.566	5.494	6.718	74,9	81,8
Teruel 3	350	1.799	2.380	5.139	6.288	75,6	81,7
Teruel total	1.050	5.375	7.290	5.119	6.247	73,7	81,9
Escucha	160	924	1.383	5.772	6.682	66,8	86,4
Total lignito negro	1.450	7.327	10.282	5.053	6.120	71,3	82,6
Puentes 1	350	2.537	2.797	7.248	7.641	90,7	94,9
Puentes 2	350	2.711	2.944	7.744	8.150	92,1	95,0
Puentes 3	350	2.790	3.037	7.971	8.435	91,9	94,5
Puentes 4	350	2.655	2.906	7.587	7.875	91,4	96,3
Puentes total	1.400	10.693	11.684	7.638	8.025	91,5	95,2
Meirama	550	3.232	4.516	5.876	7.519	71,6	78,1
Total lignito pardo	1.950	13.924	16.200	7.141	7.882	86,0	90,6
Total	11.238	72.315	91.701	6.435	7.357	78,9	87,5

Disponibilidad de los grupos de carbón

Grupos	Potencia MW	Producción (GWh)		Indisponibilidad (%)		Disponibilidad (%)
		Real	Disponible	R.Anual	Averías	
Aboño 1	360	2.763	3.136	0,0	0,6	99,4
Aboño 2	543	3.949	4.213	8,4	3,0	88,6
Aboño total	903	6.712	7.349	5,1	2,0	92,9
Lada 3	155	577	1.198	0,0	11,8	88,2
Lada 4	350	2.485	3.026	0,0	1,3	98,7
Lada total	505	3.062	4.224	0,0	4,5	95,5
Soto 1	67	105	591	0,0	0,1	99,9
Soto 2	254	1.791	2.193	0,0	1,4	98,6
Soto 3	350	2.487	3.019	0,0	1,5	98,5
Soto total	671	4.383	5.803	0,0	1,4	98,7
Narcea 1	65	301	567	0,0	0,5	99,5
Narcea 2	154	951	1.346	0,0	0,2	99,8
Narcea 3	364	2.567	3.042	1,3	2,1	96,6
Narcea total	583	3.819	4.955	0,8	1,4	97,8
Anllares	350	2.449	3.024	0,0	1,4	98,6
Compostilla 1	141	508	1.121	8,2	1,0	90,8
Compostilla 2	141	670	1.212	0,0	1,9	98,1
Compostilla 3	330	2.016	2.795	0,0	3,3	96,7
Compostilla 4	350	2.441	2.967	0,0	3,2	96,8
Compostilla 5	350	2.253	2.771	8,5	1,1	90,4
Compostilla total	1.312	7.887	10.866	3,2	2,3	94,5
La Robla 1	270	1.650	2.248	0,0	4,9	95,1
La Robla 2	350	2.331	2.912	0,0	5,0	95,0
La Robla total	620	3.981	5.160	0,0	5,0	95,0
Guardo 1	148	678	1.212	3,3	3,2	93,5
Guardo 2	350	1.962	2.921	0,0	4,7	95,3
Guardo total	498	2.640	4.133	1,0	4,3	94,8
Puertollano	220	1.266	1.812	0,0	6,0	94,0
Puente Nuevo	312	1.983	2.601	0,0	5,1	94,9
Total hulla + antracita	5.974	38.182	49.927	1,6	2,9	95,5
Los Barrios	550	3.762	4.556	2,4	3,1	94,6
Litoral 1	550	3.928	4.493	0,0	6,7	93,3
Litoral 2	550	3.756	4.439	0,0	7,9	92,1
Litoral total	1.100	7.685	8.932	0,0	7,3	92,7
Pasajes	214	1.436	1.804	0,0	3,7	96,3
Total carbón importado	1.864	12.882	15.292	0,7	5,6	93,7
Serchs	160	686	1.110	0,0	20,8	79,2
Escatrón	80	343	499	0,0	28,8	71,2
Teruel 1	350	1.653	2.344	20,8	2,7	76,4
Teruel 2	350	1.923	2.566	15,6	0,7	83,7
Teruel 3	350	1.799	2.380	21,4	1,0	77,6
Teruel total	1.050	5.375	7.290	19,3	1,5	79,3
Escucha	160	924	1.383	0,0	1,3	98,7
Total lignito negro	1.450	7.327	10.282	13,9	5,1	80,9
Puentes 1	350	2.537	2.797	6,6	2,2	91,2
Puentes 2	350	2.711	2.944	0,0	4,0	96,0
Puentes 3	350	2.790	3.037	0,0	0,9	99,1
Puentes 4	350	2.655	2.906	0,0	5,2	94,8
Puentes total	1.400	10.693	11.684	1,6	3,1	95,3
Meirama	550	3.232	4.516	5,1	1,2	93,7
Total lignito pardo	1.950	13.924	16.200	2,6	2,6	94,8
Total	11.238	72.315	91.701	3,2	3,6	93,2

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

	1999		1998		Δ %
	GWh	%	GWh	%	
Carbón nacional	36.906	51,0	36.349	60,4	1,5
Hulla + antracita	26.617	36,8	26.088	43,3	2,0
Lignito negro	3.813	5,3	3.373	5,6	13,0
Lignito pardo	6.476	9,0	6.888	11,4	-6,0
Carbón importado	33.249	46,0	22.148	36,8	50,1
Total carbón	70.155	97,0	58.497	97,2	19,9
Combustibles de apoyo	2.160	3,0	1.693	2,8	27,6
Fuel	887	1,2	582	1,0	52,4
Gas natural	106	0,1	120	0,2	-11,7
Gas siderúrgico	1.167	1,6	991	1,6	17,8
Total	72.315	100,0	60.190	100,0	20,1

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

Centrales	Potencia MW	1999		1998		Δ %
		GWh	%	GWh	%	
Aceca 2	314	399	8,0	127	6,2	213,9
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	2.417	48,7	781	38,2	209,4
C.Colón 1 y 3	230	65	1,3	97	4,7	-32,6
Escombreras	858	923	18,6	350	17,1	163,8
Málaga	122	0	0,0	0	0,0	0,0
Sabón	470	491	9,9	313	15,3	56,9
San Adrián 2	350	68	1,4	75	3,7	-9,2
Santurce 2	542	604	12,2	302	14,8	100,0
Total fuel	4.632	4.967	100,0	2.045	100,0	142,9
Aceca 1	314	539	10,9	190	5,3	183,7
Algeciras	753	983	19,8	1.134	31,4	-13,3
Besós	450	351	7,1	250	6,9	40,5
C.Colón 2	148	115	2,3	172	4,8	-33,2
San Adrián 1 y 3	700	401	8,1	268	7,4	49,7
Foix	520	976	19,7	696	19,3	40,2
Santurce 1	377	423	8,5	147	4,1	187,5
GlCC. (Elcogás)	320	1.171	23,6	756	20,9	54,8
Total mixtas	3.582	4.958	100,0	3.613	100,0	37,2
Total fuel/mixtas	8.214	9.925	-	5.658	-	75,4

Producción mensual en b.a. de las centrales de fuel y mixtas (GWh)

Centrales	Potencia MW	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Total
Aceca 2	314	37	119	80	0	0	9	61	24	25	0	25	18	399
Almería	114	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Badalona II	344	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Burceña	66	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Cádiz	138	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Castellón	1.084	369	487	43	291	56	62	248	186	72	0	78	155	2.417
C.Colón 1 y 3	230	0	0	8	0	0	6	20	16	14	0	0	1	65
Escombreras	858	89	199	69	116	10	43	131	94	62	0	42	68	923
Málaga	122	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Sabón	470	104	145	43	5	0	29	136	16	3	0	8	2	491
San Adrián 2	350	14	27	10	0	0	17	0	0	0	0	0	0	68
Santurce 2	542	206	218	113	0	37	0	0	0	0	0	0	30	604
Total fuel	4.632	819	1.195	737	412	103	166	596	336	177	0	153	273	4.967
Aceca 1	314	85	82	93	72	1	24	73	27	22	0	18	44	539
Algeciras	753	40	33	9	0	21	83	196	228	153	25	74	121	983
Besós	450	85	101	31	0	0	11	35	5	36	3	12	33	351
C.Colón 2	148	33	39	0	0	0	17	15	1	1	0	2	7	115
San Adrián 1 y 3	700	77	74	53	24	4	56	26	13	34	4	11	24	401
Foix	520	154	151	116	46	50	114	104	11	109	14	31	75	976
Santurce 1	377	153	173	97	0	0	0	0	0	0	0	0	0	423
GICC (Elcogás)	320	134	103	0	0	0	101	155	115	112	132	156	161	1.171
Total mixtas	3.582	760	756	399	141	75	407	604	399	467	178	305	466	4.958
Total fuel/mixtas	8.214	1.579	1.951	1.135	554	178	574	1.199	735	644	178	458	739	9.925

Utilización de los grupos de fuel y mixtos

Grupos	Potencia MW	Producción (GWh)		Funcionamiento		Coeficientes utilización (%)	
		Real	Disponible	Horas Equiv.	Horas Reales	s/Disponible	En horas de acoplamiento
Aceca 2	314	399	2.727	1.269	2.608	14,6	48,7
Almería 1	34	0	298	0	0	0,0	0,0
Almería 2	40	0	350	0	0	0,0	0,0
Almería 3	40	0	350	0	0	0,0	0,0
Almería total	114	0	998	0	0	0,0	0,0
Badalona II 1	172	0	0	0	0	0,0	0,0
Badalona II 2	172	0	0	0	0	0,0	0,0
Badalona II total	344	0	0	0	0	0,0	0,0
Burceña	66	0	0	0	0	0,0	0,0
Cádiz 1	34	0	0	0	0	0,0	0,0
Cádiz 2	34	0	0	0	0	0,0	0,0
Cádiz 3	70	0	0	0	0	0,0	0,0
Cádiz total	138	0	0	0	0	0,0	0,0
Castellón 1	542	1.110	4.645	2.047	3.506	23,9	58,4
Castellón 2	542	1.307	4.266	2.412	4.093	30,6	58,9
Castellón total	1.084	2.417	8.911	2.229	3.800	27,1	58,7
C.Colón 1	70	24	555	348	762	4,4	45,7
C.Colón 3	160	41	908	256	796	4,5	32,2
C.Colón total	230	65	1.463	284	786	4,5	36,2
Escombreras 1	70	8	574	115	186	1,4	61,7
Escombreras 2	70	10	594	137	202	1,6	67,9
Escombreras 3	140	249	1.202	1.779	2.674	20,7	66,5
Escombreras 4	289	325	2.462	1.125	2.028	13,2	55,5
Escombreras 5	289	331	2.171	1.147	1.849	15,3	62,0
Escombreras total	858	923	7.003	1.076	1.774	13,2	60,7
Málaga 1	34	0	0	0	0	0,0	0,0
Málaga 2	88	0	0	0	0	0,0	0,0
Málaga total	122	0	0	0	0	0,0	0,0
Sabón 1	120	77	927	639	1.805	8,3	35,4
Sabón 2	350	414	2.922	1.184	2.279	14,2	52,0
Sabón total	470	491	3.849	1.045	2.158	12,8	48,4
San Adrián 2	350	68	3.047	195	367	2,2	53,0
Santurce 2	542	604	4.242	1.115	1.645	14,2	67,8
Total fuel	4.632	4.967	32.240	1.072	1.873	15,4	57,3
Aceca 1	314	539	2.651	1.717	3.596	20,3	47,7
Algeciras 1	220	277	1.880	1.260	2.470	14,8	51,0
Algeciras 2	533	705	2.496	1.323	2.728	28,3	48,5
Algeciras total	753	983	4.376	1.305	2.653	22,5	49,2
Besós 1	150	18	1.204	120	144	1,5	83,2
Besós 2	300	333	2.574	1.111	1.727	12,9	64,3
Besós total	450	351	3.778	781	1.199	9,3	65,1
C.Colón 2	148	115	1.035	776	1.473	11,1	52,7
San Adrián 1	350	189	3.052	540	958	6,2	56,4
San Adrián 3	350	212	2.949	606	1.225	7,2	49,5
San Adrián total	700	401	6.001	573	1.092	6,7	52,5
Foix	520	976	4.324	1.877	3.409	22,6	55,0
Santurce 1	377	423	2.951	1.120	1.568	14,3	71,4
GlCC. (Elcogás)	320	1.171	1.659	3.658	5.223	70,6	70,0
Total mixtos	3.582	4.958	26.775	1.384	2.424	18,5	57,1
Total fuel/mixtos	8.214	9.925	59.015	1.208	2.113	16,8	57,2

Disponibilidad de los grupos de fuel y mixtos

Grupos	Potencia MW	Producción (GWh)		Indisponibilidad (%)		Disponibilidad (%)
		Real	Disponible	R.Anual	Averías	
Aceca 2	314	399	2.727	0,0	0,7	99,3
Almería 1	34	0	298	0,0	0,0	100,0
Almería 2	40	0	350	0,0	0,0	100,0
Almería 3	40	0	350	0,0	0,0	100,0
Almería total	114	0	998	0,0	0,0	100,0
Badalona II 1	172	0	0	0,0	100,0	0,0
Badalona II 2	172	0	0	0,0	100,0	0,0
Badalona II total	344	0	0	0,0	100,0	0,0
Burceña	66	0	0	0,0	100,0	0,0
Cádiz 1	34	0	0	0,0	100,0	0,0
Cádiz 2	34	0	0	0,0	100,0	0,0
Cádiz 3	70	0	0	0,0	100,0	0,0
Cádiz total	138	0	0	0,0	100,0	0,0
Castellón 1	542	1.110	4.645	0,0	2,1	97,9
Castellón 2	542	1.307	4.266	0,0	10,1	89,9
Castellón total	1.084	2.417	8.911	0,0	6,1	93,8
C.Colón 1	70	24	555	0,0	9,4	90,6
C.Colón 3	160	41	908	0,0	35,2	64,8
C.Colón total	230	65	1.463	0,0	27,4	72,6
Escombreras 1	70	8	574	0,0	6,5	93,5
Escombreras 2	70	10	594	0,0	3,2	96,8
Escombreras 3	140	249	1.202	0,0	2,0	98,0
Escombreras 4	289	325	2.462	0,0	2,7	97,3
Escombreras 5	289	331	2.171	0,0	14,3	85,7
Escombreras total	858	923	7.003	0,0	6,8	93,2
Málaga 1	34	0	0	0,0	100,0	0,0
Málaga 2	88	0	0	0,0	100,0	0,0
Málaga total	122	0	0	0,0	100,0	0,0
Sabón 1	120	77	927	0,0	11,8	88,2
Sabón 2	350	414	2.922	0,0	4,7	95,3
Sabón total	470	491	3.849	0,0	6,5	93,5
San Adrián 2	350	68	3.047	0,0	0,6	99,4
Santurce 2	542	604	4.242	0,0	10,6	89,4
Total fuel	4.632	4.967	32.240	0,0	20,5	79,5
Aceca 1	314	539	2.651	1,4	2,0	96,5
Algeciras 1	220	277	1.880	0,0	2,4	97,6
Algeciras 2	533	705	2.496	0,0	46,5	53,5
Algeciras total	753	983	4.376	0,0	33,7	66,3
Besós 1	150	18	1.204	0,0	8,3	91,7
Besós 2	300	333	2.574	0,0	2,1	97,9
Besós total	450	351	3.778	0,0	4,2	95,8
C.Colón 2	148	115	1.035	0,0	20,2	79,8
San Adrián 1	350	189	3.052	0,0	0,4	99,6
San Adrián 3	350	212	2.949	0,0	3,8	96,2
San Adrián total	700	401	6.001	0,0	2,1	97,9
Foix	520	976	4.324	0,0	5,1	94,9
Santurce 1	377	423	2.951	0,0	10,7	89,3
GICC (Elcogas)	320	1.171	1.659	0,0	40,8	59,2
Total mixtos	3.582	4.958	26.775	0,1	14,5	85,4
Total fuel/mixtos	8.214	9.925	59.015	0,1	17,9	82,1

Producción en b.a. de los grupos nucleares

Centrales	Potencia MW	1999		1998		Δ %
		GWh	%	GWh	%	
Almaraz I	974	7.250	12,3	8.290	14,1	-12,5
Almaraz II	983	8.395	14,3	6.071	10,3	38,3
Asco I	979	8.472	14,4	7.629	12,9	11,1
Ascó II	976	7.511	12,8	7.689	13,0	-2,3
Cofrentes	1.025	7.772	13,2	8.473	14,4	-8,3
Garroña	466	3.483	5,9	3.952	6,7	-11,9
José Cabrera	160	1.177	2,0	1.165	2,0	1,0
Trillo I	1.066	7.263	12,3	7.015	11,9	3,5
Vandellós II	1.057	7.529	12,8	8.717	14,8	-13,6
Total	7.686	58.852	100,0	59.003	100,0	-0,3

Producción mensual en b.a. de las centrales nucleares (GWh)

Centrales	Potencia MW	Meses												Total
		Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	
Almaraz	1.956	1.436	1.297	1.440	1.367	1.349	696	1.005	1.411	1.373	1.436	1.394	1.441	15.645
Ascó	1.955	1.447	1.307	1.444	1.398	1.445	1.392	1.429	1.306	872	1.073	1.398	1.473	15.984
Cofrentes	1.025	732	614	631	184	549	730	744	739	727	752	731	639	7.772
Garroña	466	145	1	319	335	346	332	341	322	331	344	322	346	3.483
J. Cabrera	160	106	97	110	104	111	63	30	112	110	114	110	113	1.177
Trillo I	1.066	789	123	0	286	790	764	609	789	764	792	766	791	7.263
Vandellós II	1.057	742	656	231	0	518	746	744	777	748	792	773	802	7.529
Total	7.686	5.396	4.094	4.176	3.674	5.107	4.723	4.901	5.456	4.924	5.304	5.495	5.604	58.852

Utilización de los grupos nucleares

Grupos	Potencia MW	Producción (GWh)		Funcionamiento		Coeficientes utilización (%)	
		Real	Disponible	Horas Equiv.	Horas Reales	s/Disponible	En horas de acoplamiento
Almaraz I	974	7.250	7.559	7.447	7.613	95,9	97,8
Almaraz II	983	8.395	8.575	8.544	8.747	97,9	97,7
Total Almaraz	1.956	15.645	16.134	7.998	8.183	97,0	97,7
Ascó I	979	8.472	8.565	8.653	8.748	98,9	98,9
Ascó II	976	7.511	7.723	7.694	7.913	97,3	97,2
Total Ascó	1.955	15.983	16.288	8.174	8.331	98,1	98,1
Cofrentes	1.025	7.772	8.154	7.579	8.691	95,3	87,2
Garroña	466	3.483	3.606	7.474	7.955	96,6	94,0
José Cabrera	160	1.177	1.273	7.356	7.740	92,5	95,0
Trillo I	1.066	7.263	7.334	6.813	6.875	99,0	99,1
Vandellós II	1.057	7.529	7.622	7.288	7.448	98,8	97,9
Total	7.686	58.852	60.411	7.657	7.983	97,4	95,9

Disponibilidad de los grupos nucleares

Grupos	Potencia MW	Producción (GWh)		Indisponibilidad (%)		Disponibilidad (%)
		Real	Disponible	R.Anual	Averías	
Almaraz I	974	7.250	7.559	11,3	0,1	88,6
Almaraz II	983	8.395	8.575	0,0	0,4	99,6
Almaraz total	1.956	15.645	16.134	5,6	0,2	94,2
Ascó I	979	8.472	8.565	0,0	0,1	99,9
Ascó II	976	7.511	7.723	8,8	0,9	90,3
Ascó total	1.955	15.983	16.288	4,4	0,5	95,1
Cofrentes	1.025	7.772	8.154	7,4	1,8	90,8
Garoña	466	3.483	3.606	11,0	0,7	88,3
José Cabrera	160	1.177	1.273	8,8	0,4	90,8
Trillo I	1.066	7.263	7.334	18,9	2,5	78,5
Vandellós II	1.057	7.529	7.622	13,8	2,0	84,2
Total	7.686	58.852	60.411	8,9	1,1	90,0

Disponibilidad, factor carga y producción de los grupos nucleares

	Almaraz I	Almaraz II	Ascó I	Ascó II	Cofrentes	Garoña	J. Cabrera	Trillo I	Vandellós II	Total
Potencia (MW)	974	983	979	976	1.025	466	160	1.066	1.057	7.686
Producción (GWh)										
Año 1999	7.250	8.395	8.472	7.511	7.772	3.483	1.177	7.263	7.529	58.852
Año 1998	8.290	6.071	7.629	7.689	8.473	3.952	1.165	7.015	8.717	59.003
Δ %	-12,5	38,3	11,1	-2,3	-8,3	-11,9	1,0	3,5	-13,6	-0,3
Ciclo Operación (a 31-12-99)	XIV	XII	XIV	XIII	XII	XXI	XXIV	XII	XI	
Factor de carga (%)										
Año 1999	85	98	99	88	87	85	84	78	81	87
Año 1998	97	71	90	90	94	97	83	75	99	88
Δ %	-12,5	38,3	10,4	-2,3	-8,3	-11,9	1,0	3,5	-17,6	-1,0
Indisponibilidad (%)										
Revisión	11,3	0,0	0,0	8,8	7,4	11,0	8,8	18,9	13,8	8,9
Avería	0,1	0,4	0,1	0,9	1,8	0,7	0,4	2,5	2,0	1,1

4 Operación del sistema

Durante 1999 la operación del sistema se ha desarrollado conforme a los criterios y procedimientos establecidos, no habiéndose registrado ningún incidente digno de mención.

La finalidad de la operación del sistema es garantizar la continuidad y seguridad del suministro eléctrico y la coordinación del sistema de producción-transporte. Para ello RED ELÉCTRICA, de acuerdo con la Ley 54/1997 y el Real Decreto 2019/1997 de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el mercado de producción de energía eléctrica, desarrolla una serie de actuaciones que, en relación con su proximidad a la operación en tiempo real, se clasifican en:

- **Actuaciones a medio y corto plazo:** tienen un carácter fundamentalmente de previsión y preparación de la operación en tiempo real; su horizonte de aplicación cubre desde uno o dos años hasta el día anterior al de operación. Contempla también todas las actuaciones necesarias para garantizar la viabilidad técnica de los programas resultantes de los mercados y las disponibilidades de los servicios complementarios requeridos para la operación segura y fiable del sistema (mercados de operación).
- **Operación en tiempo real:** incluye el seguimiento y la toma de decisiones sobre la topología de la red y la producción en las centrales necesarias para mantener el equilibrio producción-demanda y el cumplimiento de los criterios de seguridad del sistema.



da supeditada a la situación real del sistema en el momento en que deben ser ejecutados.

Cálculo de la capacidad de las interconexiones internacionales

La capacidad disponible en las interconexiones internacionales depende de la situación de la red de transporte y del programa de generación de las centrales.

RED ELÉCTRICA calcula y publica las previsiones de capacidad de intercambio con horizonte anual y semanal, actualizando esta última diariamente. Además, se tiene en cuenta cualquier modificación importante de la topología de la red o de la estructura de la generación, que repercuta sobre la capacidad, haciéndola pública de forma inmediata.

Durante 1999 se ha desarrollado y puesto en servicio un procedimiento de evaluación automática de la capacidad de intercambio, que permite desarrollar los cálculos necesarios con una gran agilidad y precisión.

Planes de apoyo a la operación

A lo largo de 1999, se ha abordado la revisión de los planes existentes adaptándolos a las nuevas situaciones. El objeto de estos planes es facilitar la toma de decisiones en la operación en tiempo real.

a) Planes de salvaguarda.

Se elaboran para hacer frente a situaciones particulares que pueden generar dificultades en la operación en tiempo real. Constituyen guías de orientación para los operadores en las que se identifican los problemas potenciales y se señalan las medidas, tanto preventivas como correctoras, que se deberían aplicar en cada caso.

b) Planes de control de tensión de la red de transporte.

Constituyen una herramienta que facilita la toma de decisiones para mantener la tensión en valores adecuados que garanticen las condiciones de calidad y seguridad del sistema ante posibles situaciones de riesgo.

Durante 1999 se iniciaron las tareas de recogida de información para la elaboración del Plan Anual de Control de Tensión. Este Plan está relacionado con el procedimiento relativo al Servicio Complementario de Control de Tensión aprobado en marzo de 2000.

c) Planes de reposición del servicio.

Ante la eventualidad de pérdidas de suministro de distinto alcance, los planes de reposición contienen las actuaciones necesarias y los medios de reposición que deben ser empleados para devolver el suministro de forma segura y estable. Dichos planes se prueban en un sistema informático de simulación donde los operadores ponen en práctica los procedimientos contenidos en los planes, al tiempo que se familiarizan con este tipo de situaciones poco frecuentes.

4.2 Mercados de operación

El mercado de producción engloba el conjunto de mecanismos que permiten conciliar la libre competencia en la generación de electricidad con la exigencia de disponer de un suministro que cumpla con los criterios de seguridad y calidad requeridos. La Ley del Sector Eléctrico establece la separación entre la gestión económica y la gestión técnica del mercado, responsabilidades enco-

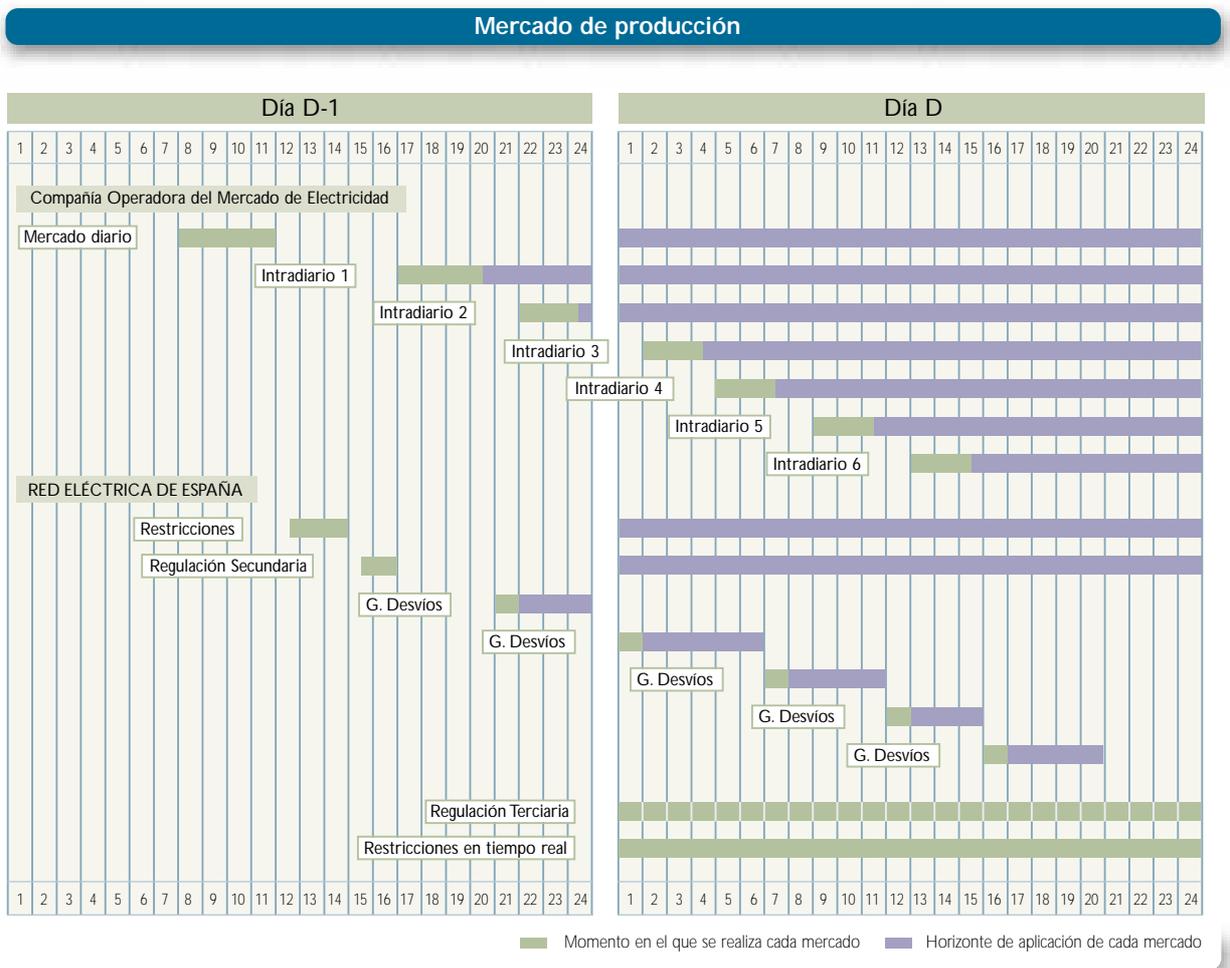
mendadas, respectivamente, al operador del mercado, OMEL, y al operador del sistema, RED ELÉCTRICA.

El proceso completo por el que quedan establecidos los programas finales de generación y demanda es el siguiente:

- Cada día, dos horas antes del cierre del mercado diario, RED ELÉCTRICA publica la previsión de demanda peninsular. Los agentes que desean participar en el mercado diario presentan al operador del mercado sus ofertas de compra o venta de electricidad para el día siguiente, procediendo éste a la casación de dichas ofertas y a establecer el programa diario base

de funcionamiento. Este programa, junto con las transacciones no sujetas al sistema de ofertas, los contratos bilaterales y la producción en régimen especial, se recibe del operador del mercado para su análisis desde el punto de vista de seguridad del suministro.

- Una vez solucionadas las restricciones técnicas, se abre el mercado de servicios complementarios. El programa que resulta de incorporar las necesidades de reserva secundaria es el programa viable definitivo.
- A continuación tienen lugar los diferentes mercados intradiarios, mercados cuya finalidad es permitir a los agentes introducir los ajustes que consideren



necesarios como consecuencia, por ejemplo, de errores en la previsión de su demanda o incidencias en sus instalaciones de generación. El programa resultante de cada mercado intradiario debe ser analizado para garantizar el cumplimiento de los criterios de seguridad, tras lo cual se publica el programa horario final.

- A pesar de los ajustes realizados en el mercado intradiario, entre las diferentes sesiones de éste pueden aparecer desajustes entre la generación y la demanda debidos a variaciones en la demanda prevista o averías en generadores. En función del volumen de energía y la duración prevista del desajuste, se recurre a las ofertas de energía de regulación terciaria o bien se convoca el mercado de gestión de desvíos.

En resumen, los mercados de operación gestionados por RED ELÉCTRICA tienen por finalidad adaptar los programas de producción resultantes de los mercados diario e intradiarios a las necesidades técnicas

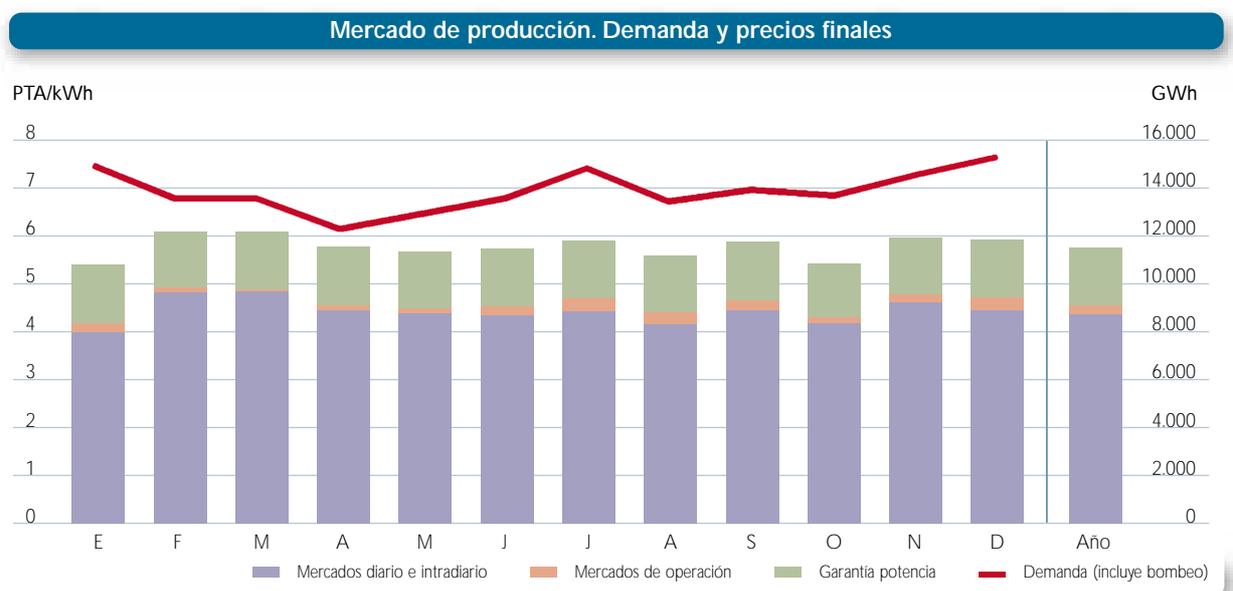
de calidad y seguridad requeridas por el suministro de energía eléctrica.

RED ELÉCTRICA ha desarrollado una herramienta informática específica para realizar las tareas de información y gestión de los procesos relacionados con el mercado eléctrico: el Sistema de Información del Operador del Sistema (SIOS).

El mercado de producción en 1999

En 1999, el precio final del mercado de producción fue 5,85 PTA/kWh, con una demanda de 166.743 GWh. Respecto de 1998, se ha producido un ligero aumento del precio, 0,9%, y un crecimiento de la demanda del 6,5%.

En términos mensuales, los precios medios han tenido un comportamiento más estable que en 1998. El precio medio mensual máximo, 6,23 PTA/kWh, se registró en marzo y el precio mínimo, 5,47 PTA/kWh, en octubre. Los valores extremos de energía se produjeron, respectivamente, en diciembre, 15.325 GWh, y en abril, 12.299 GWh.



4 Operación del sistema

Mercados diario e intradiario

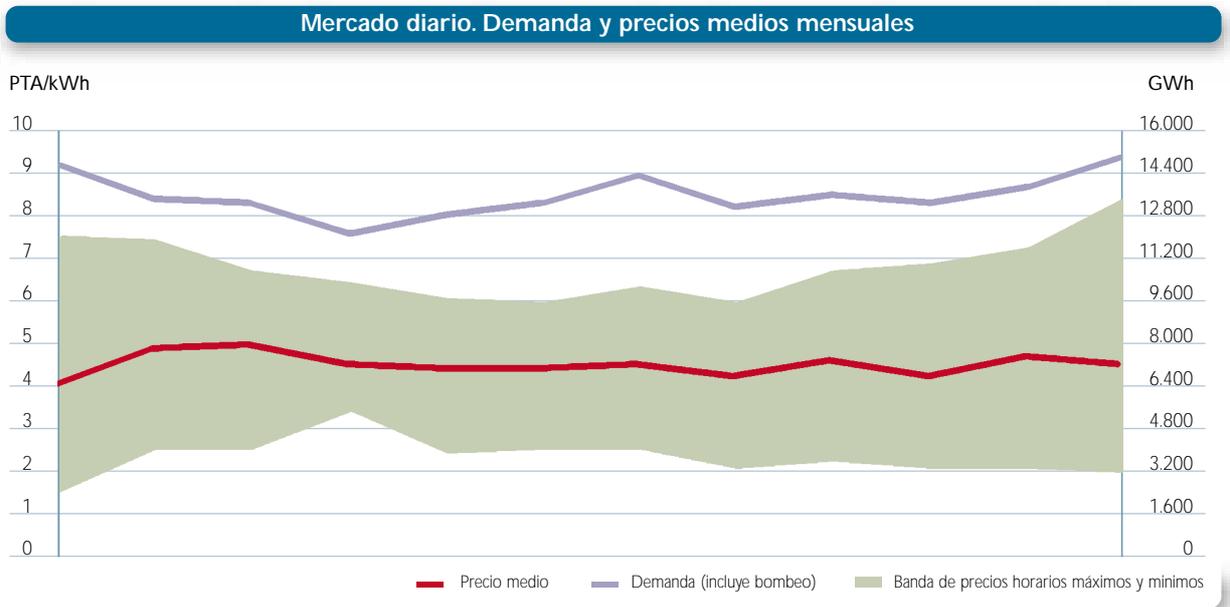
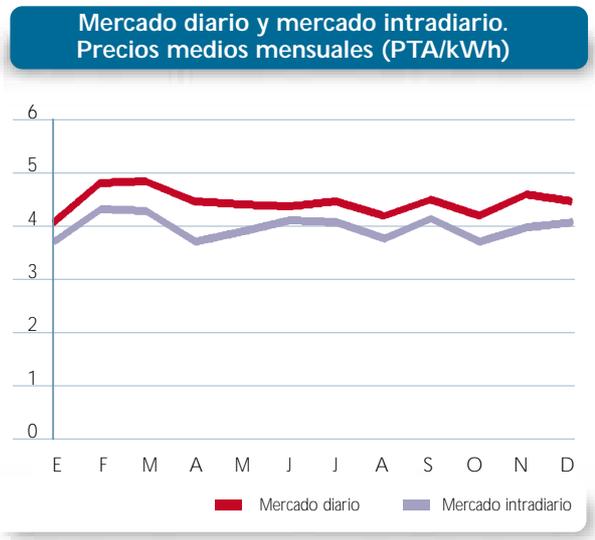
En 1999, el precio medio anual en el mercado diario se situó en 4,45 PTA/kWh, lo que supone el 76,0% del precio final del mercado. La demanda fue 162.764 GWh, representando el 97,6% del mercado de producción. Con relación a 1998, el precio ha aumentado un 4,2% y la demanda un 5,4%.

Los precios medios mensuales han permanecido relativamente estables: el mayor precio se alcanzó en marzo, 4,93 PTA/kWh, y el menor en enero, 3,98 PTA/kWh. La banda de precios horarios en el año se movió entre un mínimo de 1,45 PTA/kWh en el mes de enero y un máximo de 8,58 PTA/kWh en el mes de diciembre.

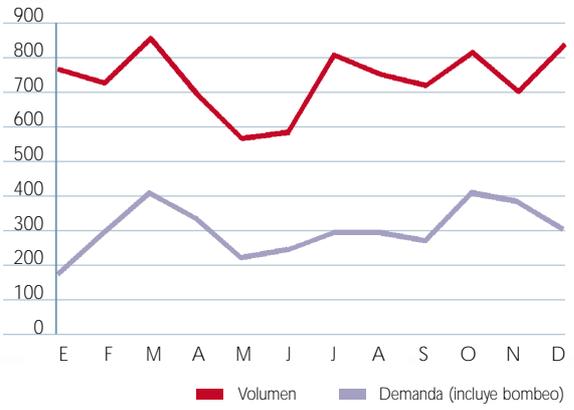
En 1999 el mercado intradiario ha consolidado su papel de mercado de ajustes, manteniendo las características de los últimos meses de 1998: el volumen de energía supone, aproximadamente, un 5% respecto del mercado diario; la sesión de mayor volumen es

la posterior al mercado diario y, en su mayor parte, responde al deseo de los generadores de modificar los programas de producción de sus centrales.

El volumen de energía gestionado en 1999 ascendió a 8.744 GWh. De esta energía el 23,3% correspondió a un aumento de la demanda neta y el 19,0% a la demanda de bombeo.



Mercado intradiario. Volumen de energía contratada y demanda (GWh)



El precio medio anual en el conjunto de mercados intradiarios ha sido 4,04 PTA/kWh, apenas un 9,2% inferior al del mercado diario. Los menores precios del mercado intradiario han propiciado la participación de la demanda proveniente, principalmente, del bombeo y comercializadoras

Mercados de operación

Bajo el concepto de mercados de operación se agrupa un conjunto de mecanismos de carácter compe-

titivo que son gestionados por RED ELÉCTRICA como responsable de la operación del sistema:

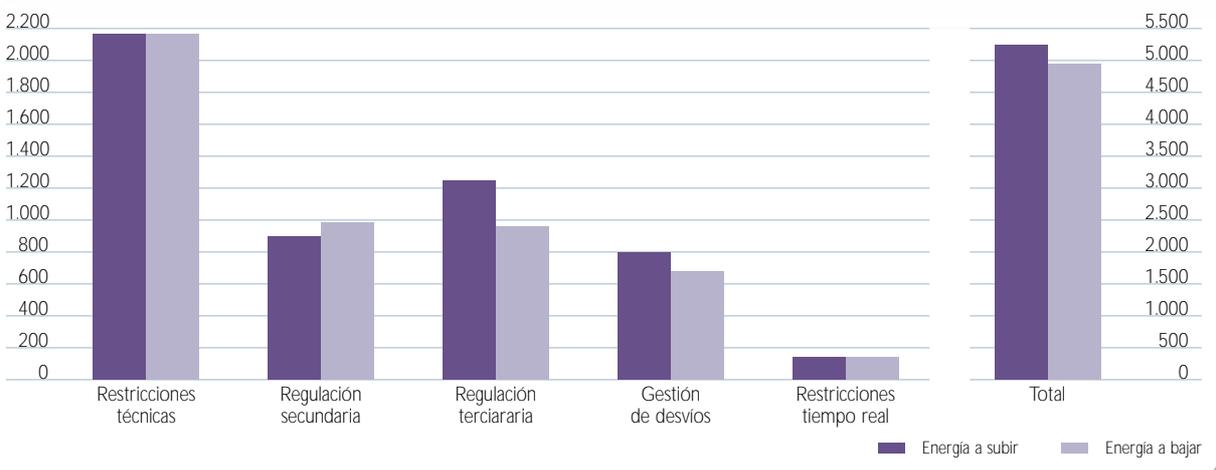
- Restricciones técnicas.
- Servicios complementarios.
- Gestión de desvíos.
- Restricciones en tiempo real.

La energía gestionada en el conjunto de mercados de operación se elevó a 10.181 GWh, un 6,1% de la demanda del mercado y un 16,8% más que en 1998.

En términos económicos, el conjunto de mercados de operación tiene una incidencia muy reducida sobre el coste del suministro: en 1999, el coste conjunto alcanzó 26.655 MPTA, suponiendo en términos unitarios 16,0 ctsPTA/kWh sobre la demanda del mercado, lo que representa un 2,7% del precio final del mercado de generación y un 1,2% del precio medio de venta de la tarifa integral.

Respecto a 1998, el coste de los mercados de operación ha disminuido un 40% debido, fundamen-

Mercados de operación. Energía gestionada (GWh)

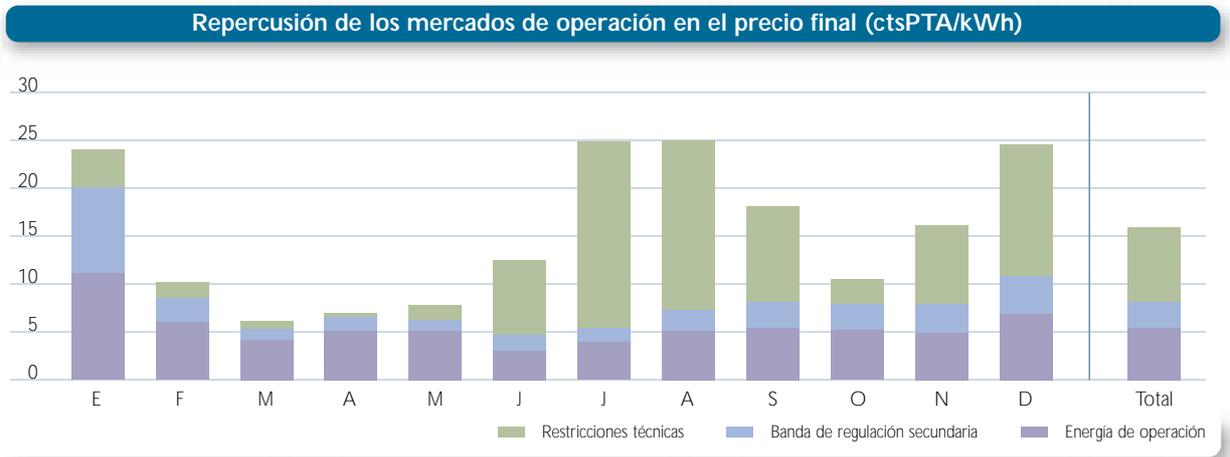


talmente, a las modificaciones introducidas en el mercado de asignación de la banda de regulación secundaria.

Mensualmente, el coste de los mercados de operación ha experimentado variaciones importantes debido, principalmente, a la baja hidráulicidad y a las temperaturas extremas registradas tanto en verano como en invierno.

producción de otras centrales ubicadas en las zonas donde se producen las restricciones.

En 1999, la energía programada por resolución de restricciones fue 2.154 GWh. Las restricciones aumentan significativamente en los meses de verano debido, principalmente, al mayor consumo de potencia reactiva en las zonas andaluza y de levante, y en menor medida en la zona catalana.



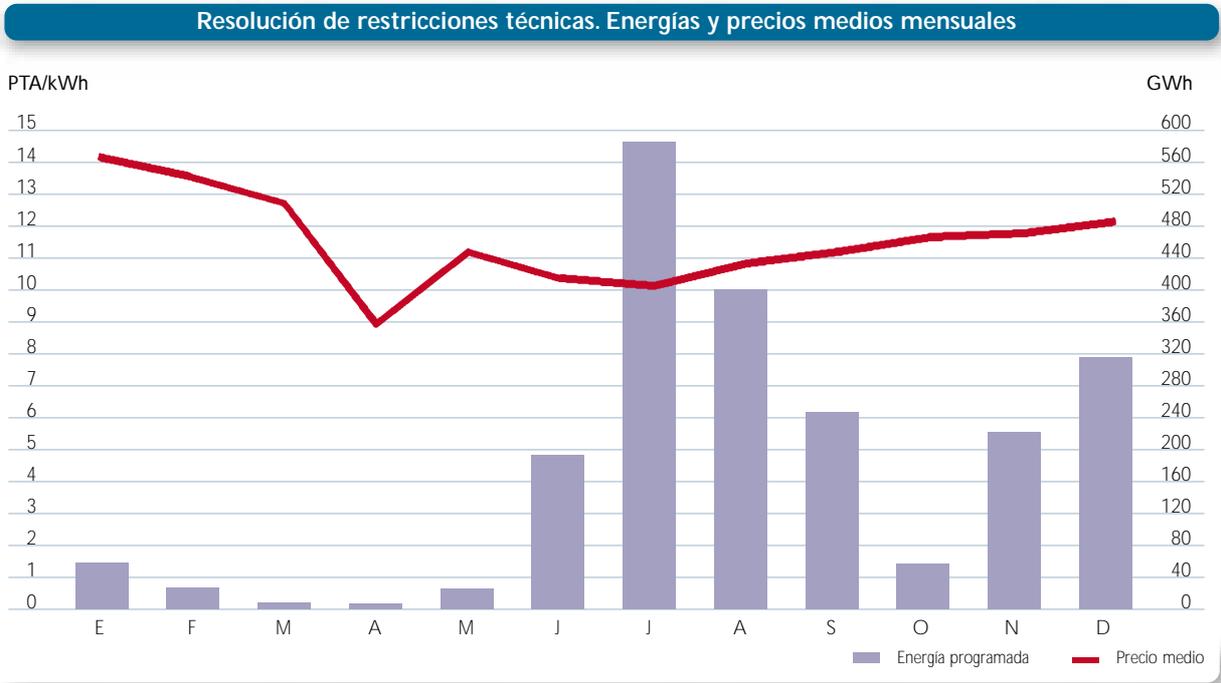
4. 2.1 Resolución de restricciones técnicas

Con posterioridad a cada una de las sesiones de los mercados diario e intradiario y teniendo en cuenta los contratos bilaterales confirmados por los agentes, se analizan los programas de producción de las centrales y los intercambios internacionales previstos a fin de garantizar 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 detectadas.

En la mayoría de los casos, la resolución de las restricciones implica la sustitución de la producción de centrales casadas en los respectivos mercados por la

El precio medio de las restricciones se situó en torno a las 11 PTA/kWh, superior al precio del mercado diario, al representar incrementos de producción y acoplamientos de generación no casada en dicho mercado. El coste anual ascendió a 12.715 MPTA, suponiendo un coste unitario de 7,6 ctsPTA/kWh sobre la demanda del mercado.

Respecto al año anterior, han aumentado significativamente tanto el volumen de energía programada, 32%, como el precio medio, 30%. Estos aumentos, aunque elevados, se aplican sobre valores relativamente pequeños, pues la demanda programada por restricciones apenas supone un 1,3% de la demanda del mer-



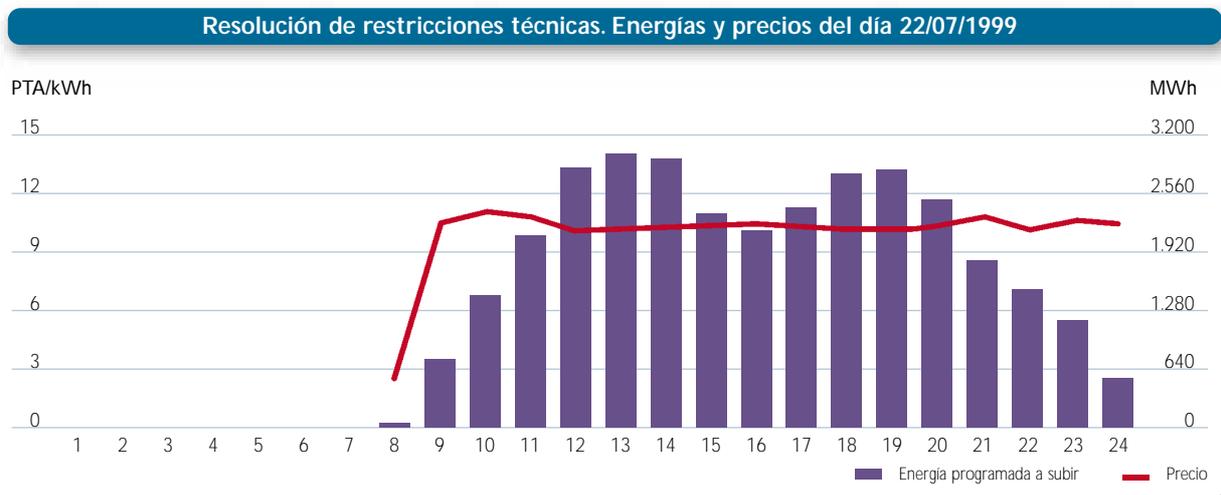
cado, porcentaje similar al que representa el coste de las restricciones sobre el precio final del mercado.

to mensual como diaria: 584 GWh y 33 GWh el 22 de julio, respectivamente.

En julio, debido a los elevados niveles de demanda horaria, cercanos a 28.000 MW, y las bajas tensiones por el aumento de consumo de energía reactiva fue precisa la programación del mayor volumen de energía por restricciones de todo el año 1999, tan-

4.2.2 Servicios complementarios

Son aquellos servicios que resultan necesarios para asegurar el suministro de energía en las condiciones adecuadas de seguridad, calidad y fiabilidad requeridas.



a) Regulación primaria

Tiene por objeto la corrección automática de los desequilibrios instantáneos que se producen entre la generación y el consumo. La regulación primaria es aportada por los generadores mediante la variación de la potencia de sus centrales como respuesta a las variaciones de la frecuencia del sistema. Su horizonte temporal de actuación alcanza desde los 0 hasta los 30 segundos.

Es un servicio complementario de carácter obligatorio y no retribuido de forma explícita.

b) Regulación secundaria

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 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.

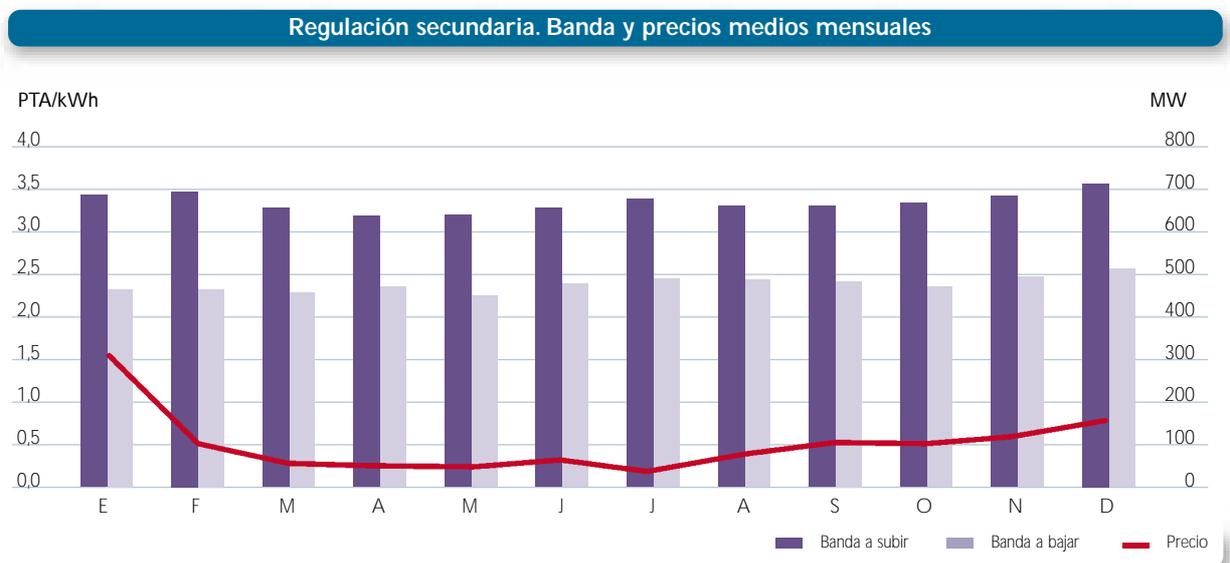
La regulación secundaria es aportada por los generadores, cuyas ofertas son seleccionadas mediante los correspondientes mecanismos competitivos.

Es un servicio complementario de carácter potestativo, retribuido por dos conceptos: disponibilidad (banda) y utilización (energía).

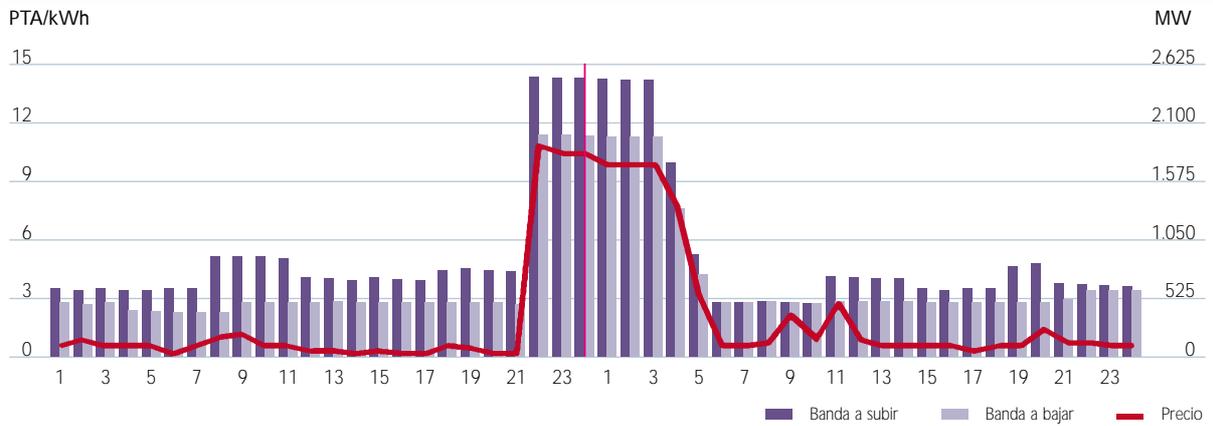
Banda de regulación

Cada día, RED ELÉCTRICA publica los requerimientos de reserva de regulación secundaria, tanto a subir como a bajar, para la programación del día siguiente.

Los productores ofertan una banda de regulación para cada unidad de oferta habilitada para la prestación de este servicio complementario. Se asignan las ofertas, aplicando criterios de mínimo coste, hasta cubrir los requerimientos, formándose un precio marginal de banda en cada hora.



Regulación secundaria. Banda y precios de los días 31/12/1999 y 01/01/2000



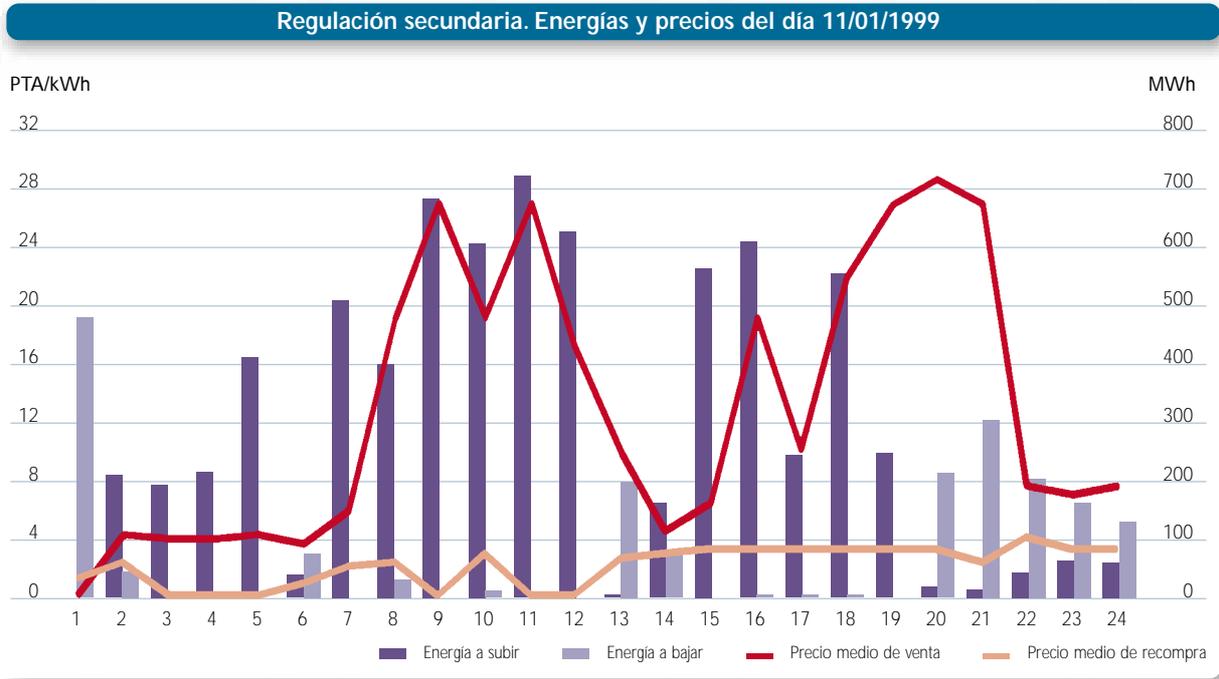
En 1999, la banda media de regulación fue 1.138 MW, de la que aproximadamente un 60% es a subir y el resto a bajar. El coste anual ascendió a 4.776 MPTA, suponiendo un coste unitario de 2,9 ctsPTA/kWh sobre la demanda del mercado, valores ambos muy inferiores a los registrados en 1998, 27.398 MPTA y 17,5 ctsPTA/kWh respectivamente.

El precio medio anual ofertado por los agentes en el mercado de banda de regulación ha sido 0,47 PTA/kW, contra 3,10 PTA/kW en 1998.

El viernes 31 de diciembre, debido a los márgenes más amplios de reserva de regulación secundaria solicitados con objeto de afrontar, con la requerida seguridad, el tránsito al año 2000, en

Regulación secundaria. Energías y precios medios mensuales





aplicación de la Orden Ministerial de 27 diciembre, se alcanzó el máximo precio horario de banda, con un valor de 10,5 PTA/kWh.

Energía de regulación secundaria

La utilización de la energía secundaria se realiza, de forma automática, basándose en la asignación de banda establecida por RED ELÉCTRICA el día anterior a través del correspondiente mercado.

La energía de regulación secundaria utilizada como consecuencia del seguimiento en tiempo real de los requerimientos de regulación se valora, horariamente, al precio marginal de la energía de regulación terciaria que hubiera sido necesario programar en cada hora, tanto a subir como a bajar, para sustituir a la energía de regulación secundaria utilizada.

En 1999, la energía de regulación secundaria a subir fue 909 GWh, con un precio medio 5,35 PTA/kWh,

mientras que la energía a bajar fue 1.002 GWh, con un precio medio de 2,08 PTA/kWh.

El lunes 11 de enero, coincidiendo con el segundo día de mayor utilización de la energía de regulación secundaria a subir, 7,2 GWh, el precio marginal horario de la utilización de energía secundaria alcanzó su valor máximo anual 28,58 PTA/kWh.

c) Regulación terciaria

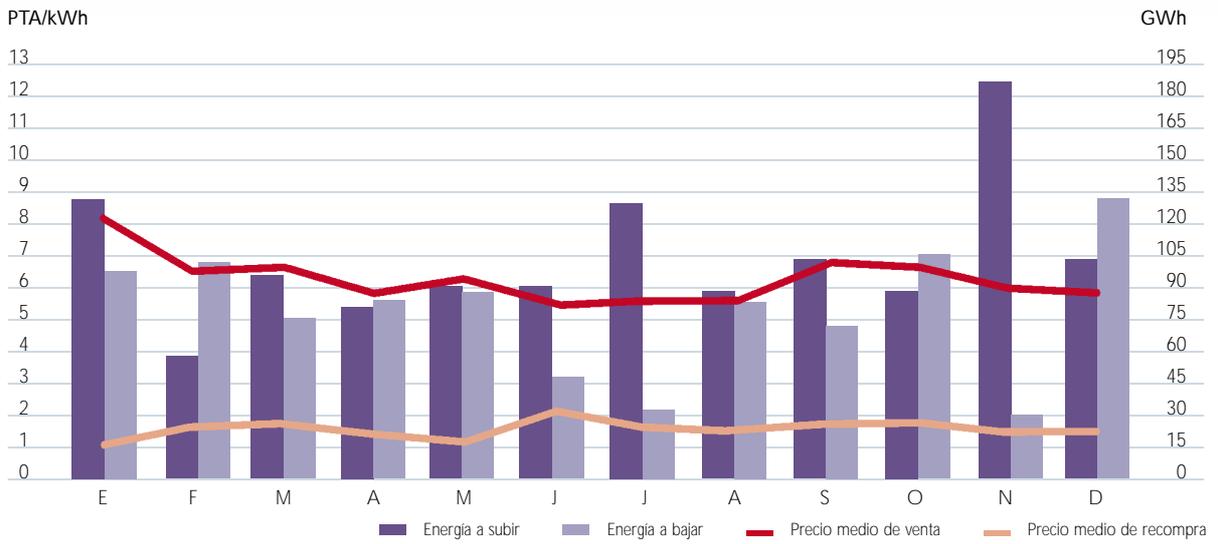
Tiene por objeto la restitución de la reserva de regulación secundaria que haya sido utilizada. Es aportada mediante la actuación manual de subida o bajada de potencia de las centrales de generación o de bombeo que la oferten al menor precio. La reserva terciaria se define como la variación máxima de 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.

La regulación terciaria es un servicio complementario de carácter obligatorio y retribuido a través del correspondiente mercado de operación. En caso de considerarlo necesario, se asigna el servicio de regulación terciaria teniendo en cuenta las ofertas enviadas a tal fin por las unidades de producción; el precio del mercado es fijado por la última oferta asignada en cada hora.

En 1999, la energía de regulación terciaria a subir fue 1.254 GWh, con un precio medio de 6,21 PTA/kWh, mientras que la energía a bajar fue 955 GWh, con un precio medio de 1,50 PTA/kWh.

Destaca el elevado volumen de energía terciaria a subir en el mes de noviembre. La razón de esta importante utilización de energía de regulación

Regulación terciaria. Energías y precios medios mensuales



Regulación terciaria. Energías y precios del día 11/01/1999



terciaria se encuentra en la existencia de importantes diferencias entre la demanda casada en el mercado diario y la demanda real.

El lunes 11 de enero se produjo el máximo uso de energía terciaria a subir 14,9 GWh, así como el máximo precio marginal horario, de 27,00 PTA/kWh.

d) Otros servicios

Control de tensión

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.

Son proveedores de este servicio complementario los grupos generadores que se regulan por el régimen ordinario, de potencia neta no inferior a 30 MW y con conexión directa a nudos de la red de transporte, las empresas transportistas, los consumidores cualificados no acogidos a tarifa, con potencia contratada no inferior a 15 MW y conectados directamente a la red de transporte, y los gestores de las redes de distribución.

Mediante Resolución de la Dirección General de la Energía de fecha 10 de marzo de 2000 fue aprobado el Procedimiento de Operación P.O.-7.4 por el que se establece este servicio complementario que será implantado a lo largo del año 2000.

Arranque autónomo

Tiene por objeto facilitar la reposición del servicio en caso de una perturbación nacional o regional. Se basa en la capacidad que tienen determinados grupos generadores para arrancar sin alimentación exterior en un tiempo determinado tras un cero de tensión general en la instalación y mantenerse generando de forma estable durante el proceso de reposición del servicio.

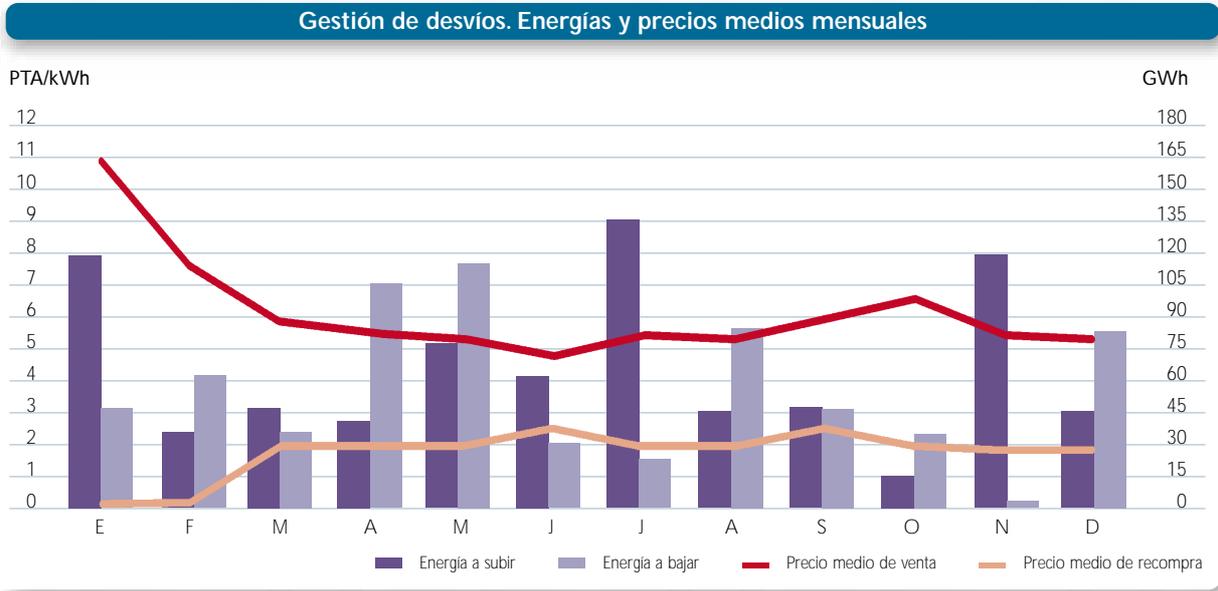
4.2.3 Gestión de desvíos

Tiene por objeto resolver los desvíos entre generación y consumo 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.

Para ello, se evalúan los desvíos previstos y se convoca el correspondiente mercado de gestión de desvíos. La asignación se basa en las ofertas de incremento y reducción de generación y de bombeo que presentan los agentes a dicha convocatoria. La valoración de las modificaciones programadas para la resolución de los desvíos se realiza al precio marginal de las ofertas asignadas en cada periodo horario.

En 1999, el mercado de gestión de desvíos alcanzó un volumen de energía a subir de 799 GWh, con un precio medio de 6,29 PTA/kWh, mientras que la energía a bajar fue 692 GWh, con un precio medio de 1,56 PTA/kWh.

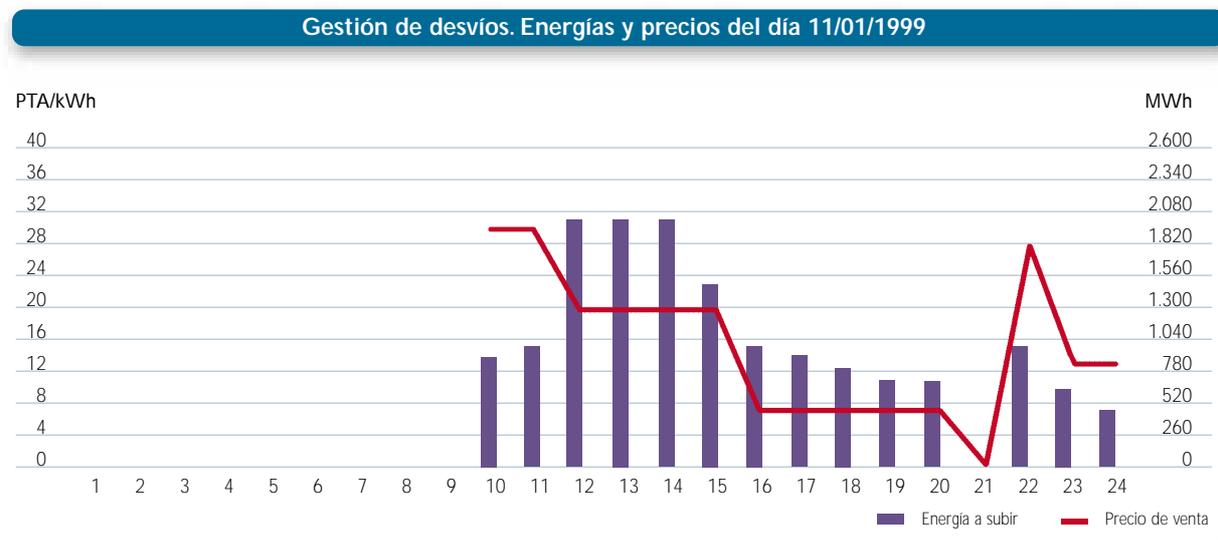
Los gráficos de datos mensuales y diarios de gestión de desvíos muestran un comportamiento similar, aunque con volúmenes de energía significativamente inferiores, a los correspondientes gráficos de



regulación terciaria, debido al carácter semejante y complementario de ambos procesos.

La evolución de los datos mensuales de la aplicación del mecanismo de gestión de desvíos muestra valores elevados de energía a subir en los meses de enero, julio y noviembre, en coincidencia con los meses en los que fue precisa una mayor utilización de energía de regulación terciaria a subir.

A nivel diario, se observa una evolución similar entre la aplicación del mecanismo de gestión de desvíos y la utilización de energía de regulación terciaria. El lunes 11 de enero fue el día en el que se alcanzó el máximo precio marginal horario de gestión de desvíos, 30,00 PTA/kWh y el segundo valor máximo del año en relación con el volumen total diario de energía gestionada a través de este mecanismo, 15,6 GWh.



4.3 Operación en tiempo real

La operación del sistema eléctrico en tiempo real es realizada por RED ELÉCTRICA a través del Centro de Control Eléctrico (CECOEL) y de los Centros de Control Eléctrico Regional (CEORE) y tiene por objeto gestionar el sistema de producción-transporte, asegurando que, en todo momento, se verifiquen los criterios de funcionamiento y seguridad para la operación del sistema recogidos en los correspondientes Procedimientos de Operación.

Con el objetivo indicado, las actividades de operación en tiempo real son las siguientes:

- **Supervisión y control de la seguridad del sistema eléctrico.**

- Captación de datos.
- Análisis de contingencias.
- Adopción de medidas preventivas y correctivas sobre la topología de la red y la generación.

- **Coordinación y operación de la red de transporte.**

La coordinación del conjunto de la red de transporte, independientemente de la propiedad de las instalaciones, es realizada por el CECOEL con la colaboración de los CORE, impartiendo para ello las instrucciones de operación precisas. Para el caso de las instalaciones propiedad de RED ELÉCTRICA la maniobra, en operación normal de las mismas, es realizada desde los CORE.

- **Asignación de los servicios complementarios.**

- Regulación secundaria y terciaria
- En el CECOEL reside el Regulador Maestro de la Regulación Compartida Peninsular desde el que parten las señales de control para incrementar o

reducir de la generación hacia las diferentes áreas de control. La participación en este servicio complementario viene dada por la asignación diaria de las ofertas de regulación secundaria de los generadores recibidas a través del Sistema de Información del Operador del Sistema (SIOS).

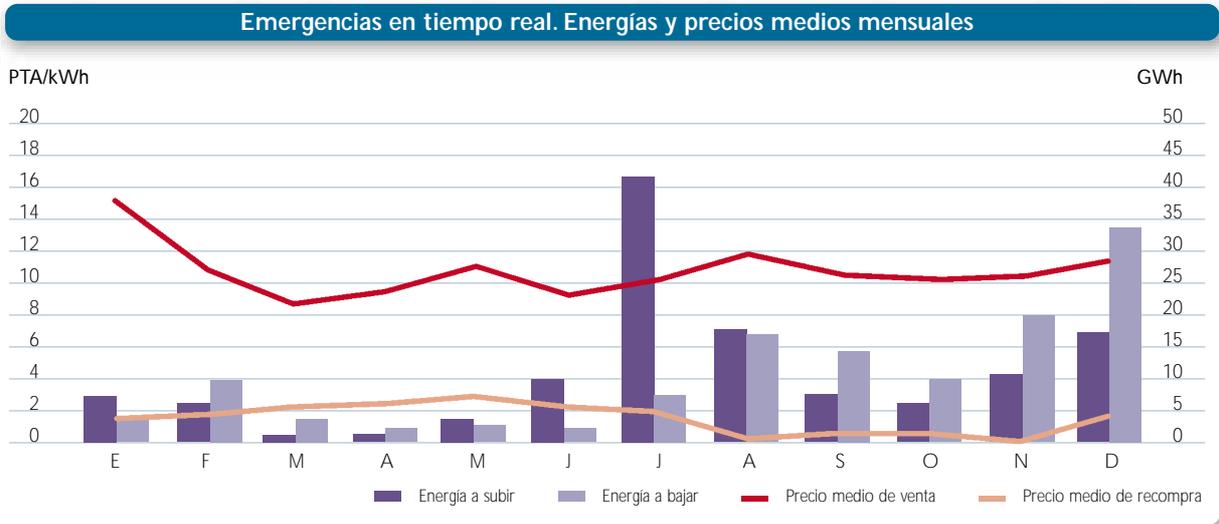
Igualmente, se asignan en tiempo real las ofertas de regulación terciaria presentadas por los agentes del mercado para participar en este servicio complementario, que consiste en el incremento o reducción de la producción de las unidades de generación para compensar desvíos entre la generación y la demanda y restaurar la reserva secundaria.

- Resolución de restricciones técnicas

Además de la existencia de los mecanismos precisos para resolver las restricciones técnicas después de realizada la casación del mercado diario, posteriormente, tras cada casación del mercado intradiario y también en tiempo real, se resuelven aquellas otras restricciones técnicas sobrevenidas, utilizando para ello las ofertas presentadas por los agentes.

Como actividad particular asociada a este proceso se encuentra la actualización en tiempo real de la capacidad de intercambio de las interconexiones internacionales, cálculo que resulta fundamental por la importancia que tiene la disponibilidad de las interconexiones internacionales, especialmente de la que nos une a Francia como vínculo con el resto de la Unión para la Coordinación de Transporte de Electricidad (UCTE).

En 1999, la solución de restricciones técnicas en tiempo real alcanzó un volumen de energía a



subir de 133 GWh con un precio medio de venta de 10,83 PTA/kWh, mientras que la energía a bajar fue 130 GWh con un precio medio de recompra de 1,19 PTA/kWh.

- Gestión de desvíos

Con objeto de corregir las diferencias que pudieran existir entre la demanda de energía eléctrica que resulta casada en el mercado diario de electricidad o en alguna de las seis sesiones del mercado intradiario y las previsiones de demanda realizadas por el CECOEL, se solicitan ofertas específicas a los generadores para aumentar o reducir su producción hasta el horizonte temporal de aplicación de la siguiente sesión del mercado intradiario. Tras la correspondiente recepción de ofertas tiene lugar la asignación de aquellas que, sin provocar restricciones, resulten más competitivas.

También se recurre a este servicio complementario en tiempo real cuando han tenido lugar indisponibilidades importantes en el parque generador en el curso de la operación diaria.

• Control de la tensión.

El Procedimiento de Operación que regula la prestación, control y liquidación de este servicio complementario no se encuentra aún implantado. No obstante, este servicio complementario esencial se está gestionando en tiempo real por los Centros de Control de RED ELÉCTRICA mediante la gestión de los recursos puestos a su disposición por los generadores.

Durante el verano de 1999 se puso de manifiesto el escaso margen existente para conseguir que la tensión permanezca dentro de los márgenes establecidos por los criterios de funcionamiento y seguridad del sistema, siendo su causa el elevado crecimiento de consumo de energía eléctrica que se viene registrando en España, especialmente durante los dos últimos años, en los que, a su vez, el crecimiento del consumo ha ido acompañado de una sensible reducción del factor de potencia.

Como consecuencia de la situación descrita, durante los días 5, 6 y 7 del mes de julio de 1999 fue preciso reducir los programas de exportación

a Marruecos y/o aplicar el sistema de interrumpibilidad con preaviso a los clientes de la zona sur acogidos a este tipo de tarifa.

Ante esta situación, la compensación en las redes de distribución de la energía reactiva consumida se convierte en un aspecto cada vez más importante para el control de la tensión.

- **Incidentes en la red.**

Durante 1999 no se ha producido ningún incidente en la red de transporte que haya requerido de la puesta en práctica de los Planes de Reposición del Servicio existentes al efecto.

Como incidencia más significativa cabe mencionar la separación de nuestro sistema del resto del sistema europeo, hecho que no se producía desde el año 1993, al perderse la interconexión del sur de Francia con el resto del sistema a las 20:52h del día 27 de diciembre de 1999, debido al fortísimo temporal que sufrió ese país.

Esto motivó que hasta las 22:55h del mismo día el sistema español, al que permanecieron conectados los sistemas portugués y marroquí, se mantuviera regulando frecuencia, que llegó a bajar hasta 49,6 Hz en los instantes iniciales de la perturbación para, posteriormente, estabilizarse con rapidez, y alimentando un mercado en la zona sur de Francia del orden de 350 MW.

Como consecuencia de este incidente fue necesario programar 16,3 GWh de energía a bajar el día 28 de diciembre, volumen extraordinariamente elevado al suponer el 12,5% del total anual.

- **Otros hechos significativos.**

- Con fecha 27 de julio de 1999 RED ELÉCTRICA ha obtenido la certificación UNE-EN ISO 9002 para la operación del sistema eléctrico, que garantiza la calidad de los procesos y actividades que se desarrollan en este ámbito.

- Reestructuración de los Centros de Control de RED ELÉCTRICA.

De acuerdo con el Plan de Reestructuración de los Centros de Control de RED ELÉCTRICA, a lo largo de 1999 se realizaron los trabajos precisos en los sistemas de control y telecomunicaciones y se llevó a cabo la formación y dotación del personal necesario para que el 15 de diciembre de 1999 se produjera la transferencia efectiva de funciones del CEORE Sur al CEORE Centro.

Este Plan establece la eliminación de cuatro de los cinco Centros de Control Regional de RED ELÉCTRICA, concentrando sus actividades en el CECOEL y en el Centro de Control de apoyo en Tres Cantos (Madrid), existiendo con esta configuración capacidad de respaldo completa entre ambos Centros de Control. El proceso de reestructuración deberá completarse antes de Diciembre de 2001.

- Máximos históricos de consumo de energía eléctrica.

En 1999, la operación en tiempo real del sistema ha hecho frente a dos máximos históricos de demanda, tanto en términos de energía diaria como de potencia horaria. Como consecuencia del crecimiento que se viene registrando en la demanda de energía eléctrica, y debido a las bajas

temperaturas habidas, el día 16 de diciembre de 1999 se alcanzó un máximo histórico en el consumo de energía eléctrica de 31.804 MW a las 18:51 h. Por análogo motivo el día 17 de diciembre se alcanzó un nuevo récord en el consumo de energía eléctrica diaria de 622 GWh.

4.4 Actuaciones posteriores al tiempo real

Las responsabilidades de RED ELÉCTRICA como operador del sistema no concluyen con la operación en tiempo real del sistema de generación y transporte sino que se prolongan con un conjunto de actividades relacionadas con la contabilidad energética y el análisis de la propia operación, necesarias para la realización de las liquidaciones económicas y para el seguimiento del mercado eléctrico.

Sistema de información de medidas eléctricas

Se ha finalizado la implantación del Sistema de Información de Medidas Eléctricas (SIMEL) para la obtención y el tratamiento de la información relativa a la energía intercambiada entre las diferentes actividades eléctricas.

Se han cerrado los balances horarios de energía intercambiada entre los agentes que acuden al mercado eléctrico, así como la intercambiada a través de las interconexiones internacionales, mediante el Concentrador Principal de RED ELÉCTRICA. Esto ha supuesto definir 9.694 puntos frontera, de los que 6.834 corresponden a clientes cualificados tras la liberalizaciones de abril, julio y octubre.

Asimismo, las empresas han comenzado la instalación de los nuevos equipos concentradores/registra-

dores horarios de energía activa/reactiva, totalmente adaptados al Reglamento de Puntos de Medida y equipados con comunicaciones, y cuya verificación es realizada por RED ELÉCTRICA.

Finalmente, se ha comenzado a definir los nuevos desarrollos (equipamiento y software) para asumir de un modo técnicamente válido la ampliación del mercado eléctrico a los nuevos clientes cualificados por encima de 1 kV, prevista para julio de 2000.

Determinación de las pérdidas de la red de transporte

Diariamente, RED ELÉCTRICA calcula y publica las pérdidas horarias en la red de transporte por diferencia entre las medidas de la energía entregada a la red y la energía tomada de la red para su consumo.

Seguimiento y análisis de las actuaciones realizadas en la operación del sistema

El seguimiento y análisis de las actuaciones realizadas en la operación del sistema tiene como objetivo la obtención de la información completa del sistema eléctrico para su difusión y tratamiento estadístico, así como extraer conclusiones encaminadas a la mejora de la operación y de los diferentes procesos de los mercados de operación.

En el ámbito de estas funciones, se elaboran informes con carácter diario y mensual sobre la operación del sistema, se publican con diversa periodicidad (diaria, mensual y anual) estadísticas relativas a la operación del sistema, datos de disponibilidad del equipo generador y de la red de transporte, etc.

Asimismo, RED ELÉCTRICA es responsable de elaborar los procedimientos necesarios para la operación del sistema y de proponer su aprobación al Ministerio de Industria y Energía. Desde 1998 se han desarrollado un importante número de procedimientos, estando algunos pendientes de aprobación o de revisión.

De entre los procedimientos aprobados en 1999 destaca el P.O.4 relativo a la gestión de las interconexiones internacionales que ha permitido un significativo aumento de la participación de los agentes externos en el mercado eléctrico y de los agentes nacionales en el exterior.

4.5 Operación del sistema durante la transición al año 2000

La transición al año 2000 se desarrolló sin ningún tipo de incidencias, de acuerdo con lo previsto en el plan de prevención que se llevó a cabo en estrecha colaboración con las empresas del sector eléctrico y la Administración.

RED ELÉCTRICA tuvo un papel destacado en la preparación, primero, y la puesta en práctica, después, del plan de prevención, liderando tres de los seis grupos del Comité de Emergencia del Efecto 2000 que organizó el Ministerio de Industria y Energía.

Medidas especiales adoptadas en el marco de la operación del sistema.

Con objeto de afrontar el Efecto 2000 se elaboró un Plan de Contingencias de RED ELÉCTRICA y un Plan de Contingencias del sector eléctrico, que contemplaban desde una programación de los genera-

dores, con especial atención a los aspectos de seguridad del sistema, hasta el refuerzo de turno de operación y de los retenes en las diferentes áreas precisas para el correcto funcionamiento de los sistemas de comunicación, sistemas informáticos y equipos de las instalaciones eléctricas.

De acuerdo con las recomendaciones de la UCTE, se elaboraron los planes de contingencias necesarios para hacer frente a una pérdida significativa de capacidad de generación, a una posible desconexión de grandes bloques de demanda o a la separación del resto del sistema europeo interconectado por apertura de las líneas de interconexión con Francia. Con relación a esta última posibilidad, cabe mencionar que se hizo realidad en los días que precedieron al cambio de milenio, debido a las fuertes tormentas que se abatieron sobre Francia.

Fueron comprobados todos los sistemas y procesos que afectan a la operación del sistema, en todos sus aspectos y horizontes temporales.

Se establecieron medidas preventivas especiales de operación, como la limitación de los intercambios internacionales y el incremento de las reservas de regulación secundaria y terciaria.

RED ELÉCTRICA fue facultada para poder reducir la generación de régimen especial, si la operación del sistema así lo hubiese requerido. Asimismo, se propuso la modificación del tarado de los relés de frecuencia en la generación de régimen especial, para evitar la posible desconexión de estos grupos antes de que se alcanzasen niveles de frecuencia de 48 Hz.

Se realizaron casaciones anticipadas de los mercados para los días 31 de diciembre y 1 de enero, así como de los correspondientes análisis de restricciones.

Funcionamiento del sistema durante el cambio de año.

El sistema eléctrico se comportó de forma satisfactoria, no registrándose fallos por el "Efecto 2000" en ningún elemento esencial del Sistema, identificándose sólo algunos pequeños fallos en equipos y aplicaciones informáticas secundarias y no esenciales.

El nivel de demanda en los días 31 de diciembre y 1 de enero se situó en 479 y 415 GWh, respectivamente. Estos valores representan, respecto a los mismos días del año anterior, una tasa de crecimiento muy similar a la identificada en los días y meses previos. Del análisis de estos datos no se deduce ninguna variación apreciable en las pautas de consumo eléctrico de esta última transición, respecto a la del año precedente.

Todos los grupos que debían acoplar a la red en cumplimiento del Plan de Contingencias de Operación para el tránsito al año 2000 lo hicieron de acuerdo con el programa establecido.

No se registraron incidencias en la red de transporte y distribución debidas al "Efecto 2000".

Índice de gráficos y cuadros → Operación del sistema

80	Precio final en el mercado de producción
80	Demanda en el mercado de producción
80	Demanda y precios medios en el mercado diario
81	Demanda y precio medio diario en el mercado diario
81	Energía y precios medios en el mercado intradiario
82	Resolución de restricciones técnicas
82	Energía programada diaria por resolución de restricciones técnicas
83	Regulación secundaria
83	Energía diaria por regulación secundaria
84	Regulación terciaria
84	Energía diaria por regulación terciaria
85	Gestión de desvíos
85	Energía diaria por gestión de desvíos
86	Emergencias en tiempo real
86	Energía diaria por emergencias en tiempo real
87	Procedimientos de operación

Precio final en el mercado de producción (PTA/kWh)

	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Total
Mercado diario	3,98	4,87	4,93	4,46	4,39	4,37	4,44	4,15	4,54	4,16	4,62	4,48	4,45
Mercado intradiario	0,00	-0,01	-0,02	-0,02	-0,01	-0,01	-0,01	-0,01	-0,02	-0,03	-0,02	-0,01	-0,02
Mercados de operación	0,24	0,10	0,06	0,07	0,08	0,13	0,25	0,25	0,18	0,11	0,17	0,25	0,16
Restricciones técnicas	0,04	0,02	0,01	0,00	0,01	0,08	0,20	0,18	0,10	0,03	0,09	0,14	0,08
Banda de regulación secundaria	0,09	0,03	0,01	0,01	0,01	0,02	0,01	0,02	0,03	0,03	0,03	0,04	0,03
Energía de operación	0,11	0,06	0,04	0,05	0,05	0,03	0,04	0,05	0,05	0,05	0,05	0,07	0,06
Otros	0,02	0,01	0,00	0,01	0,02	0,02	0,02	0,03	0,01	0,00	0,00	0,01	0,01
Garantía de potencia	1,23	1,25	1,26	1,26	1,25	1,26	1,26	1,25	1,23	1,22	1,25	1,25	1,25
PRECIO FINAL 1999	5,47	6,22	6,23	5,78	5,73	5,78	5,96	5,67	5,94	5,47	6,01	5,96	5,85
PRECIO FINAL 1998	6,21	5,71	5,71	5,73	5,15	5,24	6,04	6,19	5,60	5,50	6,37	6,01	5,80

Fuente: Liquidaciones provisionales OMEL (junio 2000)

Demanda en el mercado de producción (GWh)

	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Total
Mercado diario	14.710	13.414	13.237	12.086	12.747	13.225	14.332	13.133	13.608	13.254	13.923	15.097	162.764
Mercado intradiario	163	301	425	342	222	242	298	296	276	418	398	311	3.693
Mercados de operación	55	-178	-28	-129	-25	75	258	29	54	-5	264	-84	286
Demanda 1999 (*)	14.927	13.536	13.634	12.299	12.944	13.542	14.888	13.458	13.938	13.667	14.586	15.325	166.743
Demanda 1998 (*)	13.693	12.276	12.792	12.167	12.129	12.696	13.978	12.711	13.165	12.894	13.282	14.740	156.521

(*) Incluye bombeo

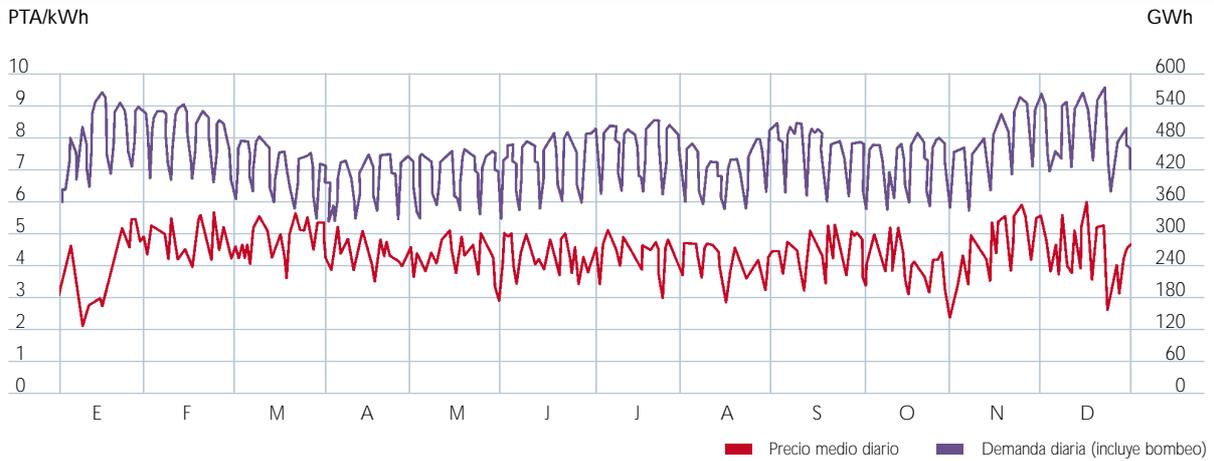
Fuente: Liquidaciones provisionales OMEL (junio 2000)

Demanda y precios medios en el mercado diario

	Demanda(*) GWh	Precios (PTA/kWh)		
		Mínimo horario	Medio mensual	Máximo horario
Enero	14.710	1,45	3,98	7,63
Febrero	13.414	2,52	4,87	7,51
Marzo	13.237	2,52	4,93	6,76
Abril	12.086	3,40	4,46	6,44
Mayo	12.747	2,42	4,39	6,14
Junio	13.225	2,45	4,37	5,99
Julio	14.332	2,52	4,44	6,40
Agosto	13.133	2,00	4,15	6,03
Septiembre	13.608	2,20	4,54	6,73
Octubre	13.254	2,02	4,16	7,00
Noviembre	13.923	2,01	4,62	7,38
Diciembre	15.097	1,89	4,48	8,58
Total	162.764	1,45	4,45	8,58

(*) Incluye bombeo Fuente: Web OMEL (junio 2000)

Demanda y precio medio diario en el mercado diario



Energía y precios medios en el mercado intradiario

	Energía (GWh)		Mínimo horario (2)	Precios (PTA/kWh)	
	Volumen	Demanda (1)		Medio mensual	Máximo horario
Enero	761	163	0,12	3,69	7,21
Febrero	720	301	2,30	4,46	7,83
Marzo	858	425	2,68	4,41	6,93
Abril	683	342	1,64	3,74	6,41
Mayo	543	222	0,54	3,92	6,05
Junio	563	242	1,40	4,17	6,00
Julio	809	298	1,37	4,12	5,71
Agosto	750	296	1,38	3,77	5,44
Septiembre	708	276	1,79	4,23	6,53
Octubre	816	418	1,35	3,69	6,96
Noviembre	689	398	1,99	4,06	7,30
Diciembre	846	311	0,29	4,14	7,53
Total	8.744	3.693	0,12	4,04	7,83

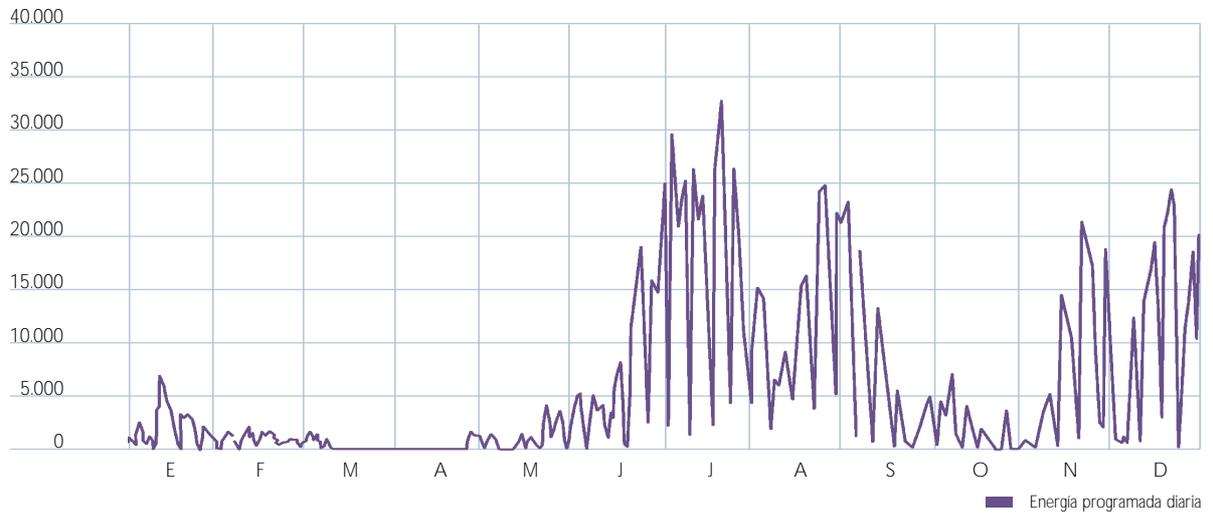
(1) Incluye bombeo; (2) Excepto horas en las que no hay casación.
Fuente: Web OMEL (junio 2000). Liquidaciones provisionales (junio 2000)

Resolución de restricciones técnicas

	Energía GWh	Precio PTA/kWh	
		Medio mensual	Máximo horario
Enero	60	14,20	23,15
Febrero	28	13,59	19,51
Marzo	10	12,81	15,65
Abril	7	8,82	9,57
Mayo	27	11,19	46,85
Junio	196	10,28	15,93
Julio	585	10,08	19,72
Agosto	399	10,81	20,52
Septiembre	246	11,19	57,07
Octubre	56	11,64	22,82
Noviembre	223	11,84	16,21
Diciembre	318	12,15	18,49
Total	2.154	11,07	57,07

Fuente: Web OMEL (junio 2000)

Energía programada diaria por resolución de restricciones técnicas (MWh)

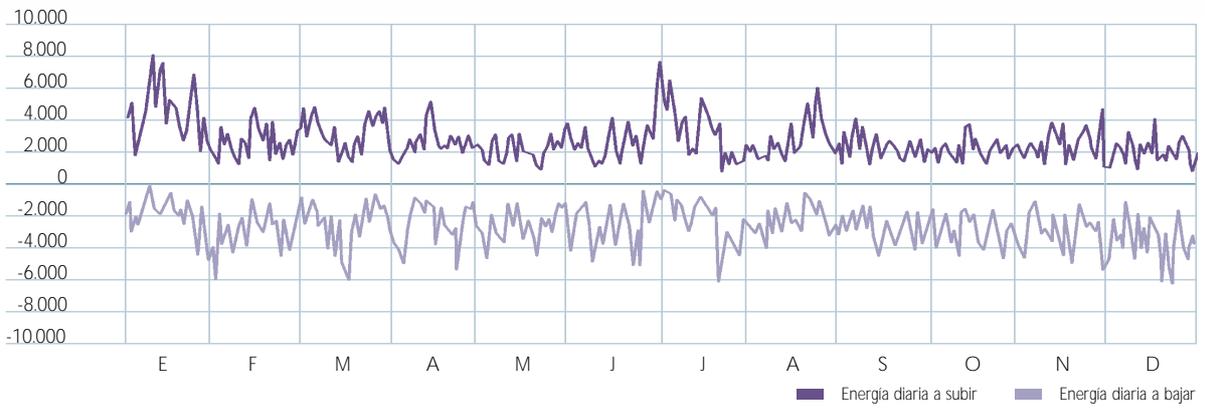


Regulación secundaria

	Banda media					Energía			
	Potencia MW			Precio PTA/kW		A subir		A bajar	
	A subir	A bajar	Total	Medio	Max.	GWh	PTA/kWh (1)	GWh	PTA/kWh (2)
Enero	683	470	1.153	1,49	5,45	125	6,97	69	1,54
Febrero	687	470	1.157	0,46	7,00	69	5,29	81	1,97
Marzo	650	462	1.113	0,22	3,15	92	5,67	79	2,15
Abril	631	477	1.108	0,22	4,20	72	5,01	78	1,71
Mayo	633	457	1.090	0,21	6,00	62	5,10	84	2,02
Junio	645	478	1.124	0,27	5,39	67	4,60	81	2,49
Julio	660	486	1.145	0,18	2,25	95	5,40	73	2,27
Agosto	641	483	1.124	0,34	3,08	79	4,65	72	1,89
Septiembre	642	482	1.124	0,48	2,98	62	5,51	86	2,47
Octubre	650	468	1.118	0,47	3,08	60	5,01	92	2,21
Noviembre	682	497	1.179	0,55	4,00	68	4,98	90	2,32
Diciembre	714	514	1.228	0,73	10,50	57	4,51	117	1,90
Total	660	479	1.138	0,47	10,50	909	5,35	1.002	2,08

(1) Precio medio de venta; (2) Precio medio de recompra
Fuente: Web OMEL (junio 2000)

Energía diaria por regulación secundaria (MWh)



Regulación terciaria

	Energía a subir		Energía a bajar	
	GWh	PTA/kWh (1)	GWh	PTA/kWh (2)
Enero	132	8,10	99	1,10
Febrero	58	6,40	102	1,64
Marzo	98	6,53	75	1,74
Abril	82	5,79	84	1,29
Mayo	91	6,12	85	1,23
Junio	91	5,36	48	2,08
Julio	130	5,54	34	1,58
Agosto	89	5,47	85	1,45
Septiembre	102	6,74	72	1,71
Octubre	89	6,59	106	1,67
Noviembre	188	5,87	32	1,49
Diciembre	103	5,83	131	1,40
Total	1.254	6,21	955	1,50

(1) Precio medio de venta; (2) Precio medio de recompra
Fuente: Web OMEL (junio 2000)

Energía diaria por regulación terciaria (MWh)

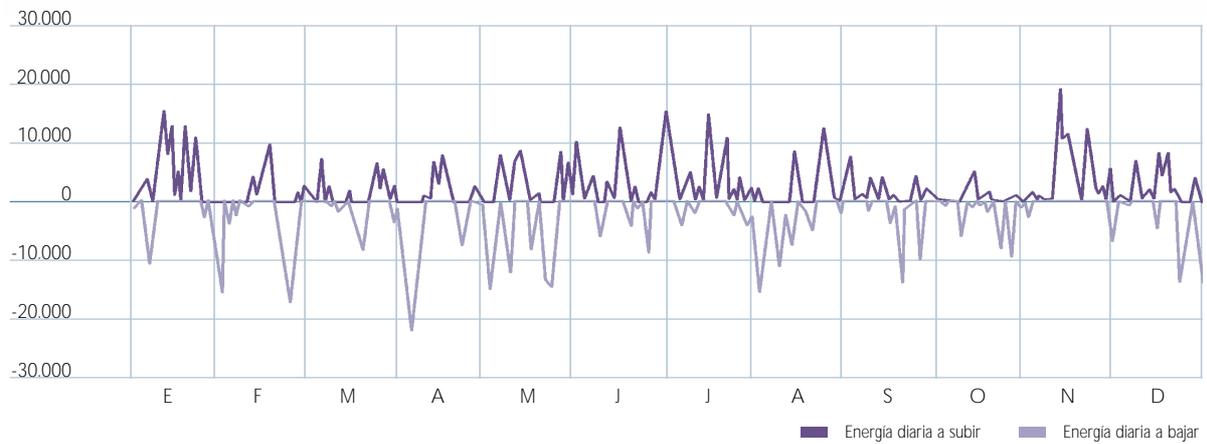


Gestión de desvíos

	Energía a subir		Energía a bajar	
	GWh	PTA/kWh (1)	GWh	PTA/kWh (2)
Enero	118	10,82	50	0,01
Febrero	38	7,47	64	0,03
Marzo	47	5,73	37	1,86
Abril	41	5,44	108	1,78
Mayo	81	5,32	116	1,80
Junio	65	4,77	32	2,33
Julio	134	5,38	25	1,82
Agosto	48	5,20	88	1,80
Septiembre	46	5,91	44	2,31
Octubre	17	6,49	38	1,83
Noviembre	118	5,41	3	1,74
Diciembre	46	5,26	86	1,76
Total	799	6,29	692	1,56

(1) Precio medio de venta; (2) Precio medio de recompra
Fuente: Web OMEL (junio 2000)

Energía diaria por gestión de desvíos (MWh)

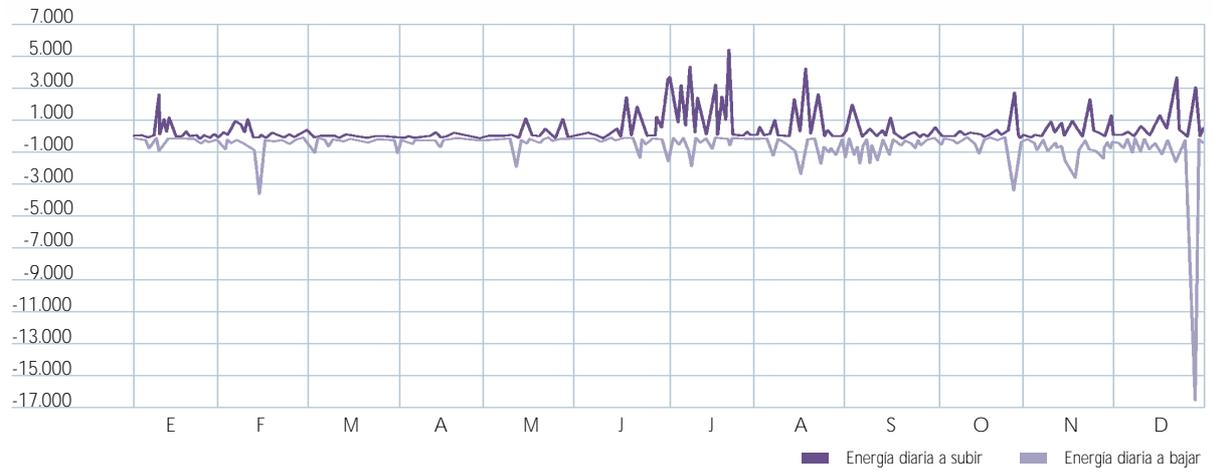


Emergencias en tiempo real

	Energía a subir		Energía a bajar	
	GWh	PTA/kWh (1)	GWh	PTA/kWh (2)
Enero	7	15,10	4	1,65
Febrero	6	10,89	10	1,68
Marzo	1	8,77	3	2,20
Abril	1	9,49	2	2,54
Mayo	4	10,97	3	2,78
Junio	10	9,29	2	2,23
Julio	42	10,18	8	1,95
Agosto	18	11,74	18	0,31
Septiembre	8	10,55	15	0,78
Octubre	7	10,10	10	0,66
Noviembre	11	10,34	20	0,25
Diciembre	18	11,47	34	1,82
Total	133	10,83	130	1,19

(1) Precio medio de venta; (2) Precio medio de recompra
Fuente: Web OMEL (junio 2000)

Energía diaria por emergencias en tiempo real (MWh)



Procedimientos de operación (junio de 2000)

Funcionamiento del sistema

P.O. 1.1	Criterios de funcionamiento y seguridad para la operación del sistema eléctrico.	BOE 18/08/98
P.O. 1.2	Establecimiento de los niveles admisibles de carga en la red gestionada por el operador del sistema.	BOE 18/08/98
P.O. 1.3	Establecimiento de las tensiones admisibles en los nudos de la red gestionada por el operador del sistema.	BOE 18/08/98
P.O. 1.4	Condiciones de entrega de la energía en los puntos frontera de la red gestionada por el operador del sistema.	BOE 18/08/98
P.O. 1.5	Establecimiento de la reserva para la regulación frecuencia/potencia.	BOE 18/08/98
P.O. 1.6	Establecimiento de los planes de seguridad para la operación del sistema.	BOE 18/08/98

Previsión de la cobertura

P.O. 2.1	Previsión de la demanda.	BOE 08/01/99
P.O. 2.2	Previsión de la cobertura y análisis de seguridad del sistema eléctrico.	BOE 03/07/99
P.O. 2.5	Planes de mantenimiento de las unidades de producción.	BOE 18/08/98

Programación de la operación

P.O. 3.1	Programación de la generación.	BOE 18/08/98
P.O. 3.2	Solución de restricciones técnicas.	BOE 18/08/98
P.O. 3.3	Resolución de los desvíos generación-consumo.	BOE 09/03/99
P.O. 3.4	Programación del mantenimiento de la red de transporte.	BOE 18/08/98
P.O. 3.5	Programación a corto plazo de descargos en la red de transporte.	BOE 18/08/98
P.O. 3.6	Comunicación y tratamiento de las indisponibilidades de las unidades de producción.	BOE 08/01/99

Interconexiones internacionales

P.O. 4	Gestión de las interconexiones internacionales.	BOE 29/01/99
--------	---	--------------

Pérdidas de transporte

P.O. 5	Determinación de pérdidas de transporte y cálculo de coeficientes de pérdidas marginales.	BOE 03/07/99
--------	---	--------------

Gestión de los servicios complementarios

P.O. 7.1	Servicio complementario de regulación primaria.	BOE 18/08/98
P.O. 7.2	Servicio complementario de regulación secundaria.	BOE 18/08/98
P.O. 7.3	Servicio complementario de regulación terciaria.	BOE 18/08/98
P.O. 7.4	Servicio complementario de control de tensión de la red de transporte.	BOE 18/03/00

Operación de la red de transporte

P.O. 8.1	Red gestionada por el operador del sistema.	BOE 18/08/98
P.O. 8.2	Operación de la red.	BOE 08/01/99
P.O. 8.3	Control de las tensiones en la red.	BOE 08/01/99

Información

P.O. 9.1	Base de datos estructural del operador del sistema.	BOE 08/01/99
P.O. 9.2	Información sobre la operación el sistema.	BOE 03/07/99
P.O. 9.3	Información necesaria para la gestión del sistema en tiempo real	BOE 08/01/99
P.O. 9.4	Información para liquidaciones de energía.	BOE 03/07/99
P.O. 9.5	Análisis e información sobre las incidencias en el sistema eléctrico.	BOE 08/01/99
P.O. 9.6	Acceso a la información del operador del sistema (SIOS).	BOE 03/07/99

Equipos de control

P.O. 11.1	Criterios generales de protección de la red gestionada.	BOE 03/07/99
P.O. 11.2	Criterios de funcionamiento e instalación de automatismos en la red gestionada.	BOE 03/07/99
P.O. 11.3	Análisis y seguimiento del funcionamiento de las protecciones y automatismos.	BOE 03/07/99

5 Red de transporte



Durante 1999, se han puesto en servicio un total de 99 km de circuito y 9 subestaciones, todas correspondientes al nivel de tensión de 220 kV, mientras que en 400 kV aumentó en 1.375 MVA la capacidad de transformación 400 kV/AT.

La energía no suministrada (ENS) durante 1999 fue de 675,6 MWh lo que supone un empeoramiento respecto al año anterior, si bien de la energía anterior 500 MWh han correspondido a un solo incidente ocurrido en la subestación de Jijona.

La tasa de indisponibilidad de las líneas de RED ELÉCTRICA ha sido del 2,2%, cuatro décimas inferior al porcentaje registrado el año anterior, y se han realizado un total de 2.388 descargos en los elementos de la red de transporte, lo que supone una disminución del 1,7% respecto a 1998.

La carga media en la red de transporte ha alcanzado en 1999 el 20,4% en el nivel de tensión de 400 kV y el 17,3% a 220 kV, lo que supone unos crecimientos de 1,5 y 0,17 puntos, respectivamente, en comparación con el año anterior.

5.1 Red de transporte de energía eléctrica

Se consideran elementos constitutivos de la red de transporte, de acuerdo con las disposiciones del Real Decreto 2819/1998 por el que se regulan las actividades de transporte y distribución de energía eléctrica, los siguientes:

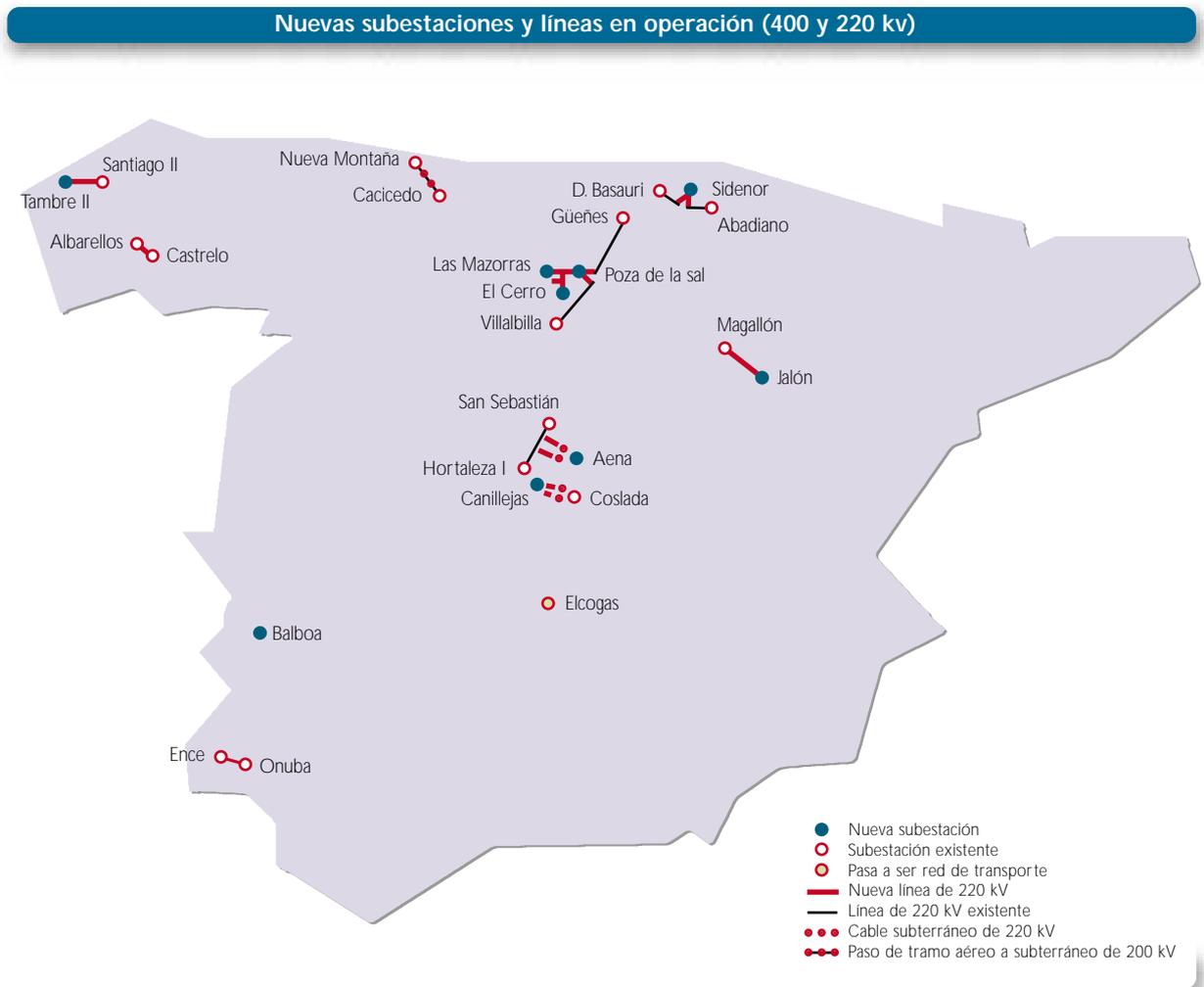
- a) Las líneas de tensión igual o superior a 220 kV.

- b) Las líneas de interconexión internacional, independientemente de su tensión.
- c) Los parques de tensión igual o superior a 220 kV.
- d) Los transformadores 400/220 kV.
- e) Cualquier elemento de control de potencia activa o reactiva conectado a las redes de 400 kV y de 200 kV y aquéllos que estén conectados en terciarios de transformadores.
- f) En todo caso las instalaciones de titularidad de RED ELÉCTRICA.
- g) Las interconexiones entre el sistema peninsular y los sistemas insulares y extrapeninsulares y las conexiones interinsulares.

h) Aquellas otras instalaciones cuya operación incida de forma significativa en la red de transporte o en la generación de energía eléctrica y que sean determinadas por el operador del sistema.

Conforme a la definición anterior la red de transporte de energía eléctrica a 31 de diciembre de 1999, estaba constituida por 14.538 km de circuito a 400 kV y 15.900 km de 220 kV, siendo la capacidad instalada de transformación 400/220-132-110 kV de 44.062 MVA.

Durante 1999, se han puesto en operación 99 km de circuito de 220 kV, correspondientes a varias líneas,



entre las que destacan Santiago II-Tambre II en la zona de Galicia, Magallón-Jalón en la zona de Aragón, alimentación de Aena y Coslada-Canillejas, en la zona de Madrid, y las líneas de evacuación de parques eólicos del Cerro, Las Mazorras y Poza de la Sal en Castilla y León, así como 9 nuevas subestaciones también de 220 kV.

En el nivel de tensión de 400 kV no se ha producido la entrada en servicio de nuevas líneas ni subestaciones de transporte, si bien ha habido un aumento de 1.375 MVA en la capacidad de transformación 400 kV/AT.

Evolución del sistema de transporte y transformación		
	1999	1998
Líneas eléctricas		
Km de circuito 400 kV	14.538	14.538
Km de circuito 220 kV	15.900	15.801
MVA de transformación (400/AT) (*)	44.062	42.687

(*) AT incluye transformación a 220, 132 y 110 kV

5.2 Calidad de servicio de la red de transporte

De acuerdo con los criterios establecidos por UNIPED, la calidad de servicio de la red de transporte del sistema eléctrico peninsular se evalúa con arreglo a una serie de indicadores calculados a partir de la energía no suministrada (ENS) a consumidores finales debido a incidencias iniciadas en dicha red.

El indicador adoptado por UNIPED desde 1993 para evaluar la calidad de servicio en el transporte, en lo que se refiere a la continuidad de suministro, es el tiempo de interrupción medio (TIM), expresado en

minutos, que se define como la relación entre la energía no suministrada y la potencia media del sistema.

Calidad de servicio de la red de transporte		
	ENS (MWh)	TIM (min.)
1995	282,9	0,98
1996	660,4	2,23
1997	778,4	2,53
1998	204,5	0,62
1999	675,6	1,93

En 1999 el valor de la energía no suministrada, referido a la red de transporte peninsular, ha sido de 675,6 MWh, mientras que el valor del tiempo de interrupción medio fue 1,93 minutos.

El número de incidencias registradas en la red de transporte han sido 1.082 y el número de interrupciones o cortes de mercado han sido 14. Entre estos cabe destacar el corte de mercado sucedido en la subestación de Jijona de 220 kV, el día 23 de julio, con una energía no suministrada de 500 MWh.

5.3 Tasa de indisponibilidad y descargos en líneas de la red de transporte

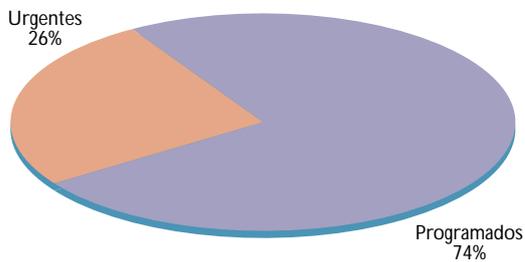
Otro indicador del nivel de calidad del servicio prestado al sistema eléctrico es la tasa de indisponibili-

Tasa de indisponibilidad en líneas propiedad de RED ELÉCTRICA (%)	
	%
Mantenimiento preventivo	0,98
Indisponibilidades fortuitas	0,06
Otras causas ajenas al mantenimiento	1,17
Total	2,21

dad, que mide el tiempo medio que cada línea de la red no ha estado disponible para el servicio por motivos de mantenimiento preventivo, indisponibilidad fortuita u otras causas, como construcción de nuevas instalaciones o condicionantes externos a la red. En 1999 la disponibilidad total en la red de transporte propiedad de RED ELÉCTRICA ha sido del 97,8%, cifra superior a la de 1998.

Durante 1999 se han realizado un total de 2.388 descargos en los elementos de la red de transporte, lo que supone una disminución del 1,7% respecto al año anterior.

Descargos realizados en la red de transporte



Del total de descargos, 1.779 corresponden a descargos programados, lo que supone una reducción del 5,5% respecto al año anterior, mientras que los descargos con carácter de urgencia fueron 609, lo que significa un aumento del 11,3% respecto a 1998.

5.4 Restricciones técnicas, oscilaciones de tensión y nivel de carga en la red de transporte

Restricciones técnicas

La red de transporte del sistema peninsular español es sólida, fiable y con capacidad suficiente para aten-

der la demanda, permitiendo garantizar en condiciones normales de operación el cumplimiento de los criterios de seguridad, no siendo por tanto origen de restricciones técnicas, las cuales se deben fundamentalmente a las siguientes causas:

- Elección de los generadores que van a funcionar atendiendo a criterios exclusivamente económicos. Esto origina que en numerosas ocasiones, la ubicación geográfica de los generadores no permita garantizar el cumplimiento de los criterios de seguridad.
- Fallos en el equipo generador que pueden provocar sobrecargas en elementos de la red o fuertes bajadas de tensión.
- Las propiamente originadas en la red de transporte por indisponibilidades fortuitas o no programadas de elementos de red. Generalmente, las indisponibilidades por trabajos programados no originan restricciones técnicas.

El periodo más crítico, en cuanto a la aparición de restricciones técnicas, se produce durante el verano al añadirse a las causas anteriores la complicación que supone el aumento en el consumo de energía reactiva debido a la mayor utilización del aire acondicionado y los riegos.

La mayoría de las restricciones técnicas que se han producido en 1999 están motivadas por el incumplimiento de los niveles mínimos de tensión en los nudos de la red de transporte como consecuencia de incidentes y se localizan fundamentalmente en las zonas Sur y Levante, y en menor medida en el Noreste peninsular.

Oscilaciones de tensión en la red de transporte

Las tensiones medias en la red de transporte se han mantenido dentro de los límites normales, registrándose valores bajos en los meses estivales.

En el estudio de la variación de las tensiones se consideran tan sólo los valores con una probabilidad de producirse del 95%. Con esto se eliminan las medidas puntuales, que representan valores extremos no significativos, al producirse, la mayoría de ellas, en situaciones anómalas de operación.

Los valores en la red de 400 kV oscilan entre los 397 y 429 kV, lo que supone una fluctuación de 32 kV. Las mayores oscilaciones, por zonas, corresponden al País Vasco (27 kV) y las menores a Aragón (15 kV).

En la red de 220 kV los valores varían en una banda de 22 kV, que se mueve entre los 222 y 244 kV. Por zonas las oscilaciones varían entre los 10 kV de Oriol y los 21 kV de Aragón.

Nivel de carga de la red de transporte

La carga media de la red de transporte ha sido superior a la del pasado año, especialmente en 400 kV, que ha alcanzado el 20,4%, con un incremento de 1,5 puntos respecto al año anterior, mientras que en el nivel de 220 kV se alcanza el 17,3%, 0,17 puntos superior a 1998.

Las mayores cargas medias mensuales se han producido en los meses de verano debido a la reducción de la capacidad efectiva de las líneas y a la concentración de descargos.

En conjunto, las líneas de 400 kV han alcanzado una carga media máxima, en punta, del 29,8%, destacando en primer lugar la línea Almaraz-Bienvenida, seguida de Bienvenida-Guillena. Tan sólo la línea Oriol-Cedillo registra sobrecargas en junio y julio.

Las líneas de 220 kV alcanzan una carga media máxima, en punta, del 26,1%, destacando la línea Alahurín-Tajo de la Encantada y la Atarfe-Caparacena.

En ambos niveles de tensión las cargas máximas se registran en los meses de verano y otoño.

Durante 1999, el nivel de carga medio de los transformadores de la red ha aumentado un 0,5%, llegando al 35,1% de su capacidad, destacando la zona de Madrid, con un 51% y las zonas de Barcelona y Andalucía Oriental con un 41% y 40% respectivamente.

5.5 Pérdidas de la red de transporte

Las pérdidas en la red de transporte, medidas como diferencia entre las lecturas horarias de los contadores de la energía entrante en dicha red (desde generación, autoproducción e intercambios internacionales) y la energía saliente (a distribución y clientes cualificados), han sido de 3.342 GWh, incluyendo las pérdidas óhmicas y los consumos propios necesarios para el funcionamiento de las instalaciones, lo que supone un aumento de 185 GWh respecto a 1998.

Sobre los 158.976 GWh de energía total circulada por la red de transporte, las pérdidas anteriores representan el 2,10%, porcentaje dos centésimas inferior al de 1998.

En términos relativos las pérdidas han crecido un 5,8% frente al 6,7% en la energía circulada por la red de transporte. Este diferente comportamiento puede venir explicado por el aumento de la energía adquirida a los productores del régimen especial y en concreto a los nuevos cogeneradores más cercanos a los centros de consumo, así como por la diferente estructura de producción de energía del régimen ordinario respecto a 1998. En este sentido, durante 1999 se ha producido una considerable disminución de la producción hidráulica y una mayor producción con fuel y gas.

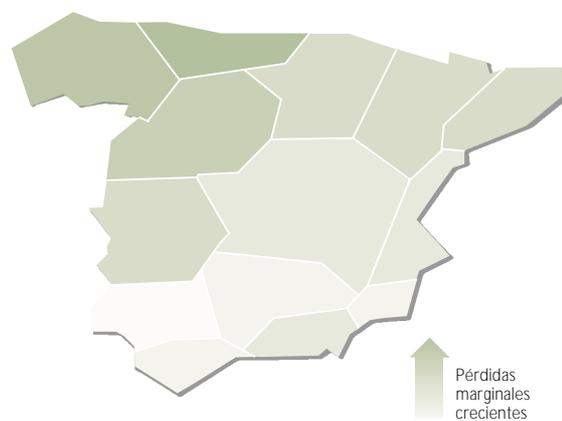
Noviembre ha sido el mes que más pérdidas ha registrado, con un valor de 361 GWh, y un coeficiente de 2,59% respecto a la energía total circulada, mientras que abril ha sido el de menores pérdidas, con un valor de 192 GWh y un coeficiente de 1,64%.

En relación con la demanda total peninsular las pérdidas de 1999 han supuesto el 1,81% frente al 1,82% del año anterior, evolución que refleja de igual forma el comportamiento de las pérdidas anteriormente comentado.

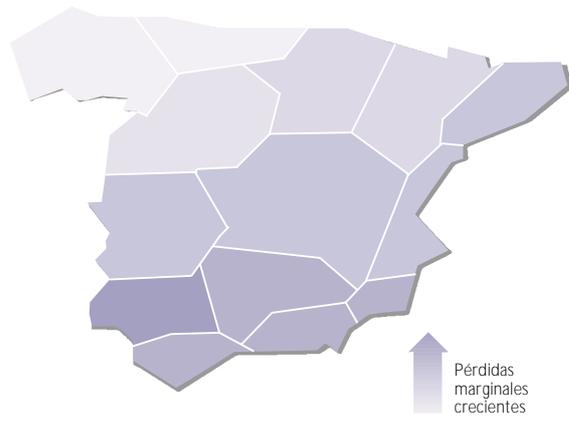
En el nuevo marco legal en que se desenvuelve el sistema eléctrico las pérdidas pueden ser un elemento más a considerar por los agentes a la hora de tomar su decisión de ubicación, ya que el incremento experimentado por las pérdidas de la red de transporte como consecuencia de los incrementos de consumo o producción dependerán, además de la configuración de generación y del estado de carga del sistema en su conjunto, que varía en cada instante y a lo largo del año de forma estacional, así como de uno a año a otro, de la zona de la red donde se instale el nuevo agente.

A este respecto, un procedimiento para determinar la mejor ubicación en la red de transporte de los nuevos agentes, puede ser la evaluación de las pérdidas marginales que se producen en la red por los incrementos de consumo o producción de estos nuevos agentes.

Pérdidas marginales en la red de transporte asociadas al aumento de producción



Las pérdidas marginales del sistema, para cada configuración y estado del mismo, pueden definirse como el incremento que experimentarían las pérdidas de la red de transporte en ese estado y en ese instante si se incrementara la generación y/o el consumo en una unidad. Su definición y determinación precisa exige llevar a cabo los incrementos citados en cada uno de los nudos de la red. El significado económico del concepto anterior es claro por cuanto indica claramente los nudos en los que la instalación de nuevos centros de consumo o de generación, en su caso, producirían una redistribución de flujos de potencia que llevarían a menores pérdidas específicas en el sistema en su conjunto.

Pérdidas marginales en la red de transporte asociadas al aumento del consumo

Aplicando el procedimiento anterior al caso español, se observan zonas más o menos homogéneas en cuanto a pérdidas marginales de transporte. Se advierte fácilmente una complementariedad entre zonas de consumo y producción.

Índice de gráficos y cuadros → Red de transporte

98	Nuevas líneas de transporte en operación a 400 kV
98	Nuevas líneas de transporte en operación a 220 kV
98	Nuevas subestaciones en operación
99	Nueva transformación en subestaciones en operación
99	Evolución del sistema de transporte y transformación
100	Evolución de la red de 400 y 220 kV
100	Evolución de la red de 400 y 220 kV (gráfico)
101	Energía no suministrada (ENS) por incidencias en la red de transporte peninsular
101	Tiempo de interrupción medio (TIM) por incidencias en la red de transporte peninsular
101	Valores de las tensiones límites con una probabilidad del 95% por zonas y para la red de 400 kV
102	Valores de las tensiones límites con una probabilidad del 95% por zonas y para la red de 220 kV
102	Evolución del nivel de carga medio en las líneas de 400 kV
103	Evolución del nivel de carga medio en las líneas de 220 kV
103	Evolución de la carga media anual de los transformadores por zonas
103	Evolución del factor de potencia medio en la zona de Madrid
104	Pérdidas en la red de transporte sobre la demanda

Nuevas líneas de transporte en operación a 400 kV

Línea	Empresa	Nº circuitos	Km de circuito
<i>Durante 1999, no se pusieron en servicio circuitos de 400 kV</i>			

Nuevas líneas de transporte en operación a 220 kV

Línea	Empresa	Nº circuitos	Km circuito
Coslada - Canillejas	UNIÓN FENOSA	2	3,6
Coslada - Canillejas (1)	UNIÓN FENOSA	2	5,2
E/S en Aena L/S. Sebastian - Hortaleza I	UNIÓN FENOSA	2	0,03
E/S en Aena L/S. Sebastian - Hortaleza I (1)	UNIÓN FENOSA	2	1,0
Santiago II - Tambre II	UNIÓN FENOSA	1	27,0
Castrelo - Albarelos (Ap42) - S.Albarelos (2)	UNIÓN FENOSA	1	0,2
Ence - Onuba	ENDESA (C.S.E.)	1	6,4
Magallón - Jalón	ENDESA (E.R.Z.)	1	19,1
Poza de la Sal - El Cerro	IBERDROLA	1	17,1
El Cerro - Las Mazorras	IBERDROLA-P.EÓLICOS	1	17,4
Villalbilla - Poza de la Sal (3)	IBERDROLA-P.EÓLICOS	1	44,0
Poza de la Sal - Güeñes (3)	IBERDROLA-P.EÓLICOS	1	75,5
Sidenor - D.Basauri (4)	IBERDROLA-SIDENOR	1	3,5
Sidenor - Abadiano (4)	IBERDROLA-SIDENOR	1	30,3

(1) Cable subterráneo. (2) Incremento de la longitud de la línea. (3) Baja de la línea Villalbilla-Güeñes II de 119,5 km. (4) Baja de la línea Abadiano-D.Basauri de 31,43 km

Nuevas subestaciones en operación

Subestación	Empresa	Tensión kV	Transformación	
			kV	MVA
Elcogas (*)	RED ELÉCTRICA	220	-	-
Balboa	RED ELÉCTRICA	220	-	-
Aena	UNIÓN FENOSA	220	220/45	120
Canillejas	UNIÓN FENOSA	220	220/15	120
Tambre II	UNIÓN FENOSA	220	220/66	300
Poza de la Sal	IBERDROLA-P.EÓLICOS	220	-	-
El Cerro	IBERDROLA-P.EÓLICOS	220	-	-
Las Mazorras	IBERDROLA-P.EÓLICOS	220	220/45	35
Sidenor (Basauri)	IBERDROLA-SIDENOR	220	-	-
Jalón	P.EÓLICOS	220	220/20	90

(*) Pasa a red de transporte

Nueva transformación en subestaciones en operación

Subestación	Empresa	Tensión kV	Transformación	
			kV	MVA
Balboa	RED ELÉCTRICA	400	400/220	325
Cartelle	RED ELÉCTRICA	400	400/220	600
Rocamora	IBERDROLA	400	400/132	450
Romica (*)	IBERDROLA	400	400/132	300
Almaraz E.T.	IBERDROLA	220	220/132	170
Puerto Real	ENDESA (C.S.E.)	220	220/66	120
Los Ramos	ENDESA (C.S.E.)	220	220/66	120
Los Alcores	ENDESA (C.S.E.)	220	220/66	120
Palau	ENDESA (FECSA-ENHER)	220	220/25	40
Abrera	ENDESA (FECSA-ENHER)	220	220/25	40
Manso Figueres	ENDESA (FECSA-ENHER)	220	220/25	60

(*) Procedente de Olmedilla

Evolución del sistema de transporte y transformación

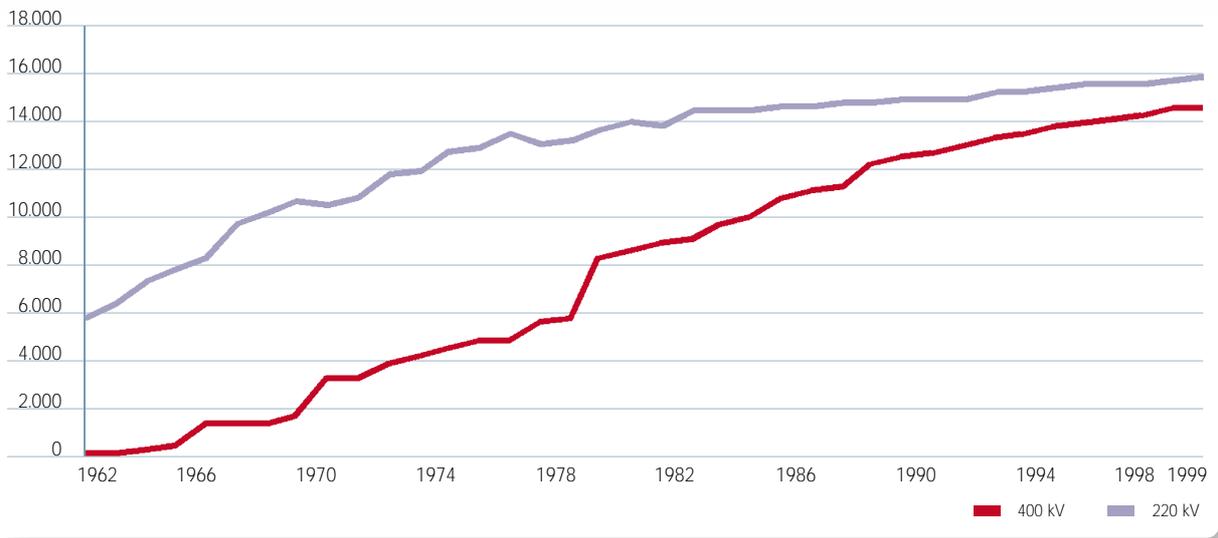
		1995	1996	1997	1998	1999
km de circuito a 400 kV	RED ELÉCTRICA	13.710	13.823	13.984	14.278	14.278
	Otras empresas	260	260	260	260	260
	Total	13.970	14.083	14.244	14.538	14.538
km de circuito a 220 kV	RED ELÉCTRICA	4.214	4.240	4.276	4.280	4.280
	Otras empresas	11.340	11.419	11.425	11.521	11.620
	Total	15.554	15.659	15.702	15.801	15.900
Capacidad de transformación 400/AT (MVA) (*)	RED ELÉCTRICA	15.248	15.788	16.988	16.988	17.913
	Otras empresas	25.529	25.699	25.699	25.699	26.149
	Total	40.777	41.487	42.687	42.687	44.062

(*) AT incluye transformación a 220, 132 y 110 kV

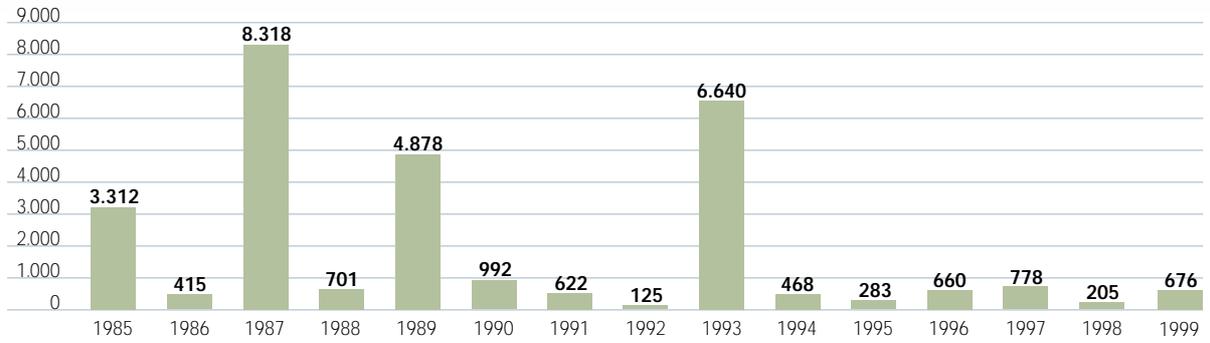
Evolución de la red de 400 y 220 kV (km)

Año	400 kV	220 kV	Año	400 kV	220 kV
1962	0	5.904	1981	8.906	13.958
1963	0	6.544	1982	8.975	14.451
1964	150	7.374	1983	9.563	14.476
1965	255	7.856	1984	9.998	14.571
1966	1.278	8.403	1985	10.781	14.625
1967	1.278	9.763	1986	10.978	14.719
1968	1.289	10.186	1987	11.147	14.822
1969	1.599	10.759	1988	12.194	14.911
1970	3.171	10.512	1989	12.533	14.922
1971	3.233	10.859	1990	12.686	14.992
1972	3.817	11.839	1991	12.883	15.057
1973	4.175	11.923	1992	13.222	15.281
1974	4.437	12.830	1993	13.439	15.367
1975	4.715	12.925	1994	13.737	15.511
1976	4.715	13.501	1995	13.970	15.554
1977	5.595	13.138	1996	14.083	15.659
1978	5.732	13.258	1997	14.244	15.702
1979	8.207	13.767	1998	14.538	15.801
1980	8.518	14.124	1999	14.538	15.900

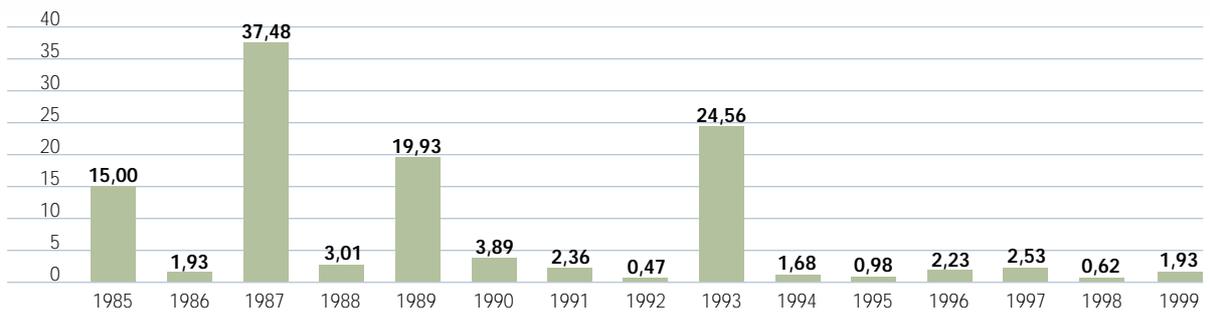
Evolución de la red de 400 y 220 kV (km)



Energía no suministrada (ENS) por incidencias en la red de transporte peninsular (MWh)

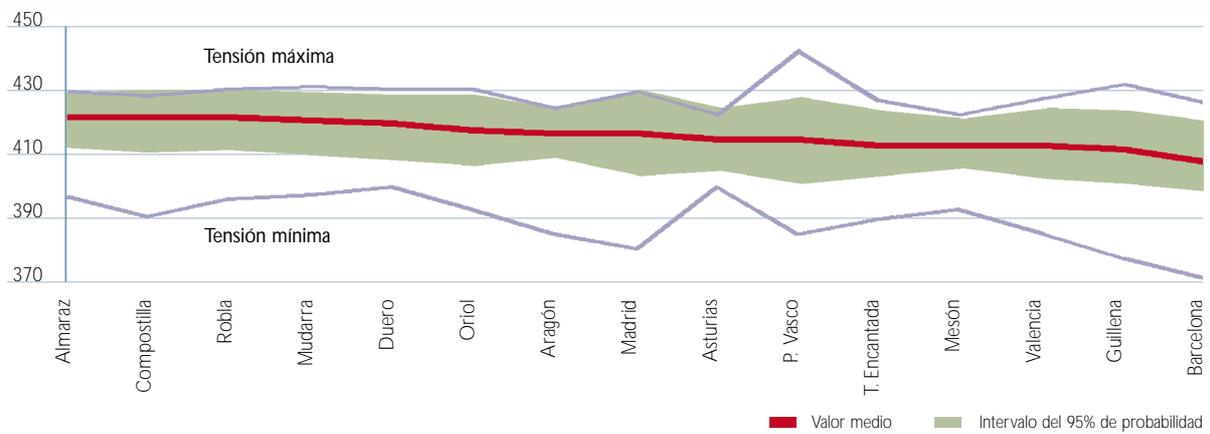


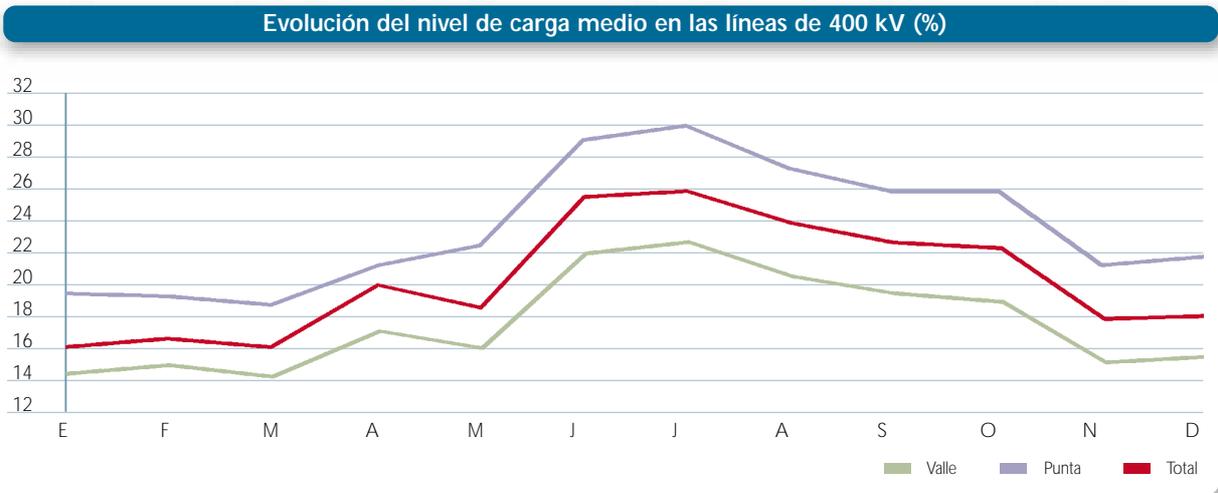
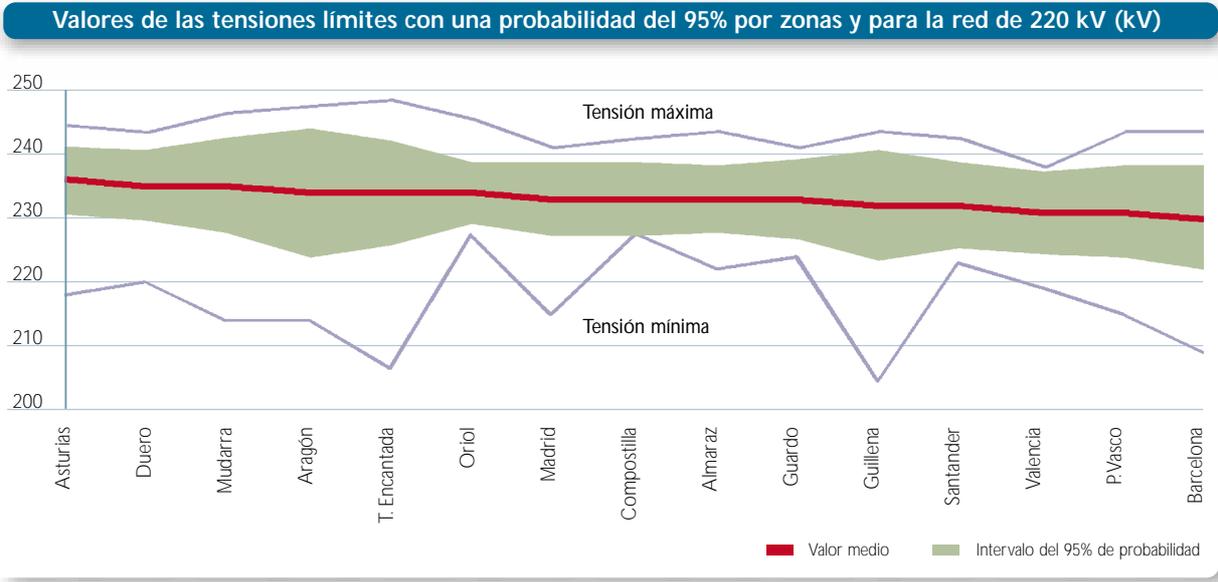
Tiempo de interrupción medio (TIM) por incidencias en la red de transporte peninsular (minutos)



TIM = ENS/Potencia media del sistema

Valores de las tensiones límites con una probabilidad del 95% por zonas y para la red de 400 kV (kV)

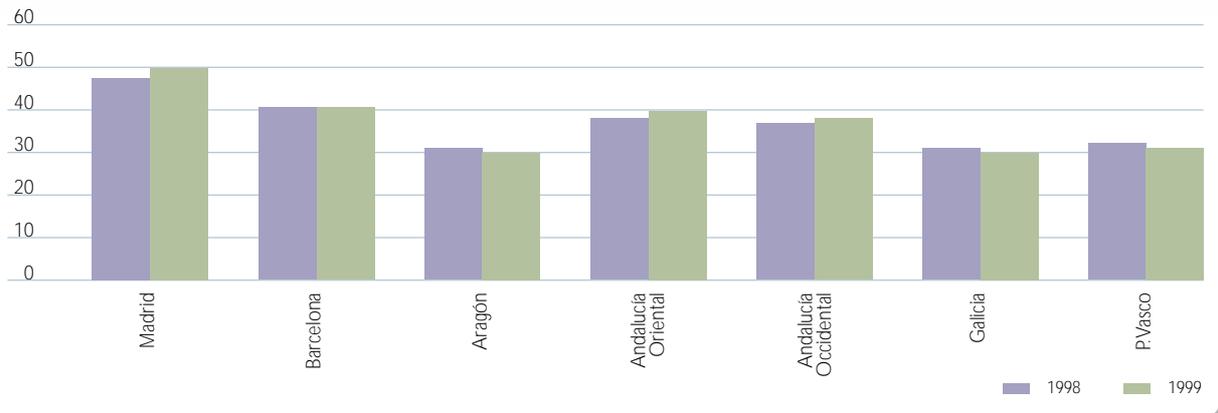




Evolución del nivel de carga medio en las líneas de 220 kV (%)

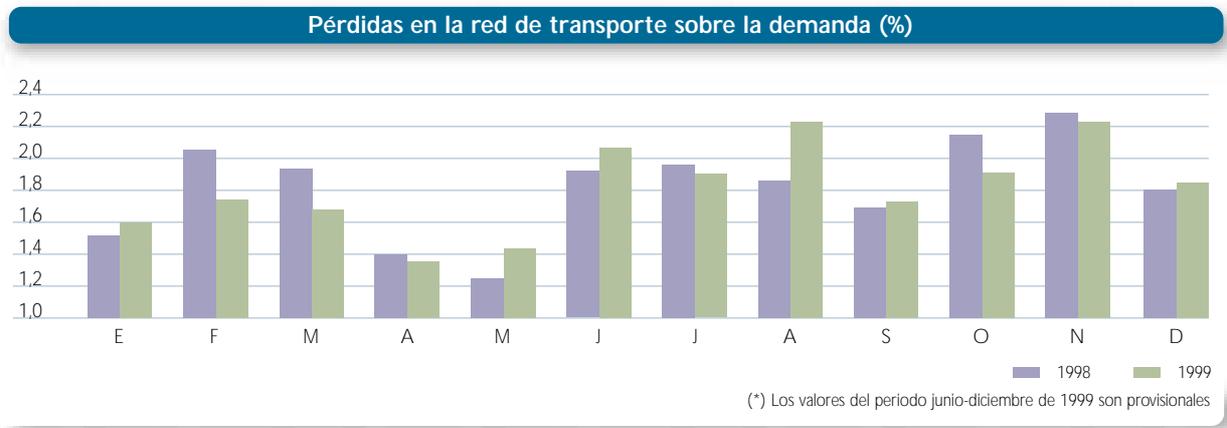


Evolución de la carga media anual de los transformadores por zonas (%)



Evolución del factor de potencia medio en la zona de Madrid





6 Régimen especial

La Ley 54/1997 mantiene el tratamiento diferenciado del que ha sido objeto el régimen especial desde 1980, año en que fue publicada la Ley de conservación de la energía, adecuando su funcionamiento a la nueva regulación y compatibilizando la actividad de producción de energía eléctrica en un mercado basado en la libre competencia con la consecución de otros objetivos, tales como la mejora de la eficiencia energética, la reducción del consumo y la protección del medio ambiente.

Al objeto de adecuar el funcionamiento del régimen especial a la Ley, el 23 de diciembre de 1998 se publicó el Real Decreto de 2818/1998 sobre producción de energía eléctrica por instalaciones abastecidas por recursos o fuentes de energía renovables, residuos y cogeneración, en el que se fijan, fundamentalmente, los incentivos económicos y el ámbito temporal de los mismos para los diferentes tipos de instalaciones.

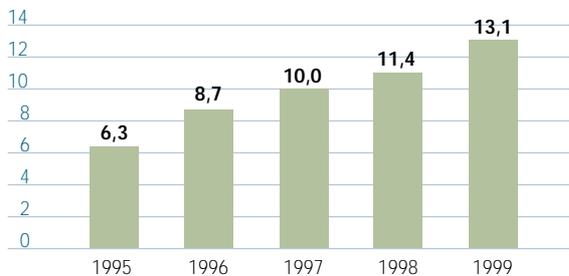
Durante 1999, la energía procedente del régimen especial ha continuado la progresión ascendente de los últimos años, experimentando crecimientos muy superiores a los registrados por las centrales pertenecientes al régimen ordinario.

Esta evolución hace que gradualmente el régimen especial adquiera una mayor relevancia en el balance de energía eléctrica como muestra el hecho de que en tan sólo 4 años haya duplicado su peso en la demanda eléctrica peninsular en barras de central, alcanzando en 1999 una contribución a la cobertura de la demanda en b.c. del 13,1%, lo que supera en casi dos puntos el peso alcanzado el año anterior.



6 Régimen especial

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

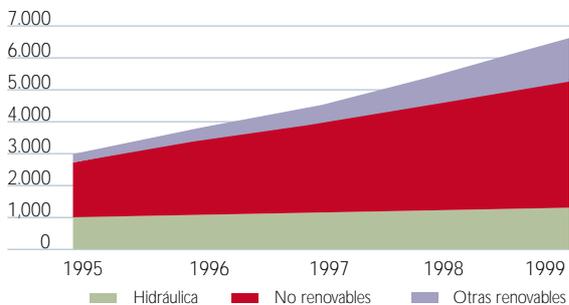


6.1 Potencia instalada y energía adquirida al régimen especial

La energía adquirida al régimen especial en el sistema peninsular ha ascendido a 24.182 GWh, con un crecimiento del 22,7% respecto al año anterior.

Este crecimiento de la energía está motivado fundamentalmente por la incorporación de nuevos productores al régimen especial, cuya potencia instalada ha aumentado desde los 5.617 MW de 1998 a los 6.782 MW de 1999, lo que supone un incremento del 20,7%.

Evolución de la potencia instalada del régimen especial (MW)



La contribución de las distintas tecnologías, para alcanzar el elevado nivel de crecimiento del régimen especial, ha sido desigual:

Energías renovables: las adquisiciones procedentes de energías renovables han supuesto un total de 7.549 GWh con un crecimiento del 27,3% respecto a 1998 y una contribución a la cobertura de la demanda de energía eléctrica peninsular en b.c. de 1999 del 4,1%. Si bien el crecimiento de esta energía supera al del conjunto del régimen especial, es necesario diferenciar entre la evolución experimentada por las instalaciones hidráulicas y las abastecidas con otras fuentes de energía renovables:

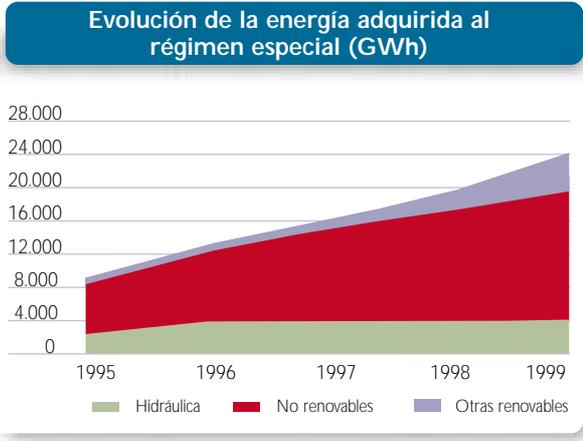
- La energía procedente de las centrales hidráulicas, ha ascendido a un total de 3.735 GWh, lo que supone un crecimiento del 4,4%, valor sustancialmente inferior al promedio del régimen especial. Este crecimiento de la energía ha ido acompañado de un aumento de la capacidad instalada de 138 MW de los cuales 85,7 MW corresponden al traspaso de centrales hidráulicas pertenecientes al régimen ordinario.
- Como en años anteriores, las mayores variaciones del régimen especial se han producido en las instalaciones abastecidas con fuentes de energía renovables no hidráulicas cuyas adquisiciones han alcanzado los 3.814 GWh, superando por primera vez al valor de las instalaciones hidráulicas, con un crecimiento del 62,2%. En correspondencia con este crecimiento, se ha producido un aumento significativo de la capacidad instalada con la incorporación de 519 MW, cifra que representa un incremento del 54,0% respecto a 1998.

Dentro de este grupo, destacan las adquisiciones de energía de origen eólico que han tenido un crecimiento del 98,2%, valor similar al registrado en el año anterior, alcanzando en 1999 una parti-

cipación en el conjunto de instalaciones renovables no hidráulicas del 64,3%.

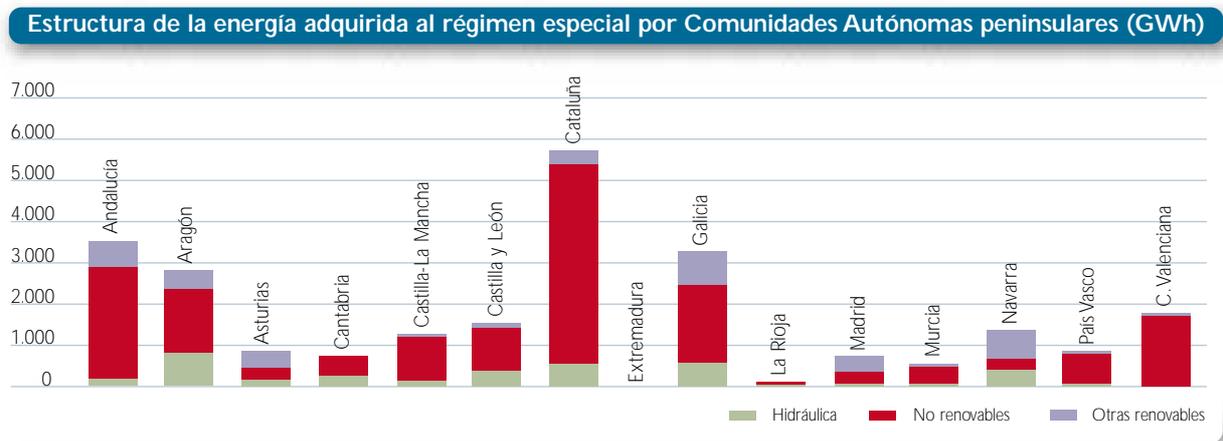
Energías no renovables: es igualmente significativa la progresión de las centrales que utilizan fuentes de energía no renovables cuyas adquisiciones han supuesto 16.633 GWh, valor superior en casi 3.000 GWh a la cifra del año anterior que representa un crecimiento del 20,7%, con lo que la energía adquirida alcanza el 68,8% del total del régimen especial. Paralelamente, se ha producido la incorporación de 508 MW durante 1999, con lo que la capacidad instalada a final del año asciende a 4.011 MW, con un crecimiento del 14,5% respecto al año anterior.

El crecimiento experimentado por la energía del régimen especial se explica igualmente, aunque en menor medida, por el grado de utilización de la potencia instalada. En este sentido, durante 1999 y como ha venido sucediendo en años anteriores, la mayor utilización, calculada en base a la energía adquirida, se ha registrado en las instalaciones de energía no renovables con 4.147 horas equivalentes frente a las 2.893 horas de las instalaciones hidráulicas y las 2.577 horas de las renovables no hidráulicas.



Tanto las instalaciones abastecidas con fuentes de energía no renovable como las renovables no hidráulicas han aumentado el grado de utilización, con unos crecimientos del 5,4% y 5,3% respectivamente, mientras que las horas de utilización en las instalaciones hidráulicas han disminuido un 6,8%, como consecuencia de la baja hidraulicidad registrada en 1999.

Por Comunidades Autónomas, la distribución de las adquisiciones al régimen especial en 1999 fue desigual, destacando en primer lugar Cataluña que aportó 5.761 GWh, el 23,8% del total peninsular, seguida por Andalucía con el 13,9% y Galicia con 13,3%.



6.2 Coste de la energía adquirida al régimen especial

En la actualidad coexiste una diferente regulación para los precios de la energía adquirida al régimen especial al amparo de las disposiciones de la Ley 54/97 y sus normas de desarrollo:

- Por una parte, la Ley había previsto para las instalaciones de producción de energía eléctrica que estuvieran acogidas al régimen económico del Real Decreto 2366/1994, a la entrada en vigor de la Ley, y para aquellas otras a las que se refería la Disposición Adicional segunda del citado Real Decreto, el mantenimiento de dicho régimen, en tanto subsistiera la retribución de los costes de transición a la competencia.

La publicación del Real Decreto 2366/1994 había permitido iniciar una senda de decrecimiento en la evolución del coste medio de adquisición de la energía del régimen especial, al quedar asociado el precio de adquisición de los excedentes de energía a la tarifa eléctrica.

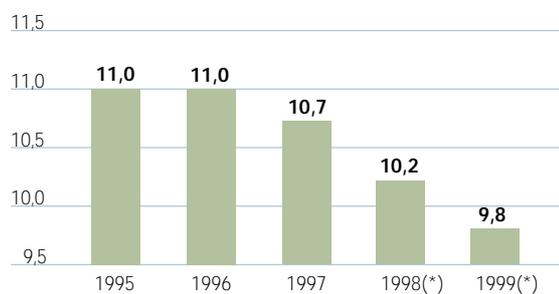
- Con el fin de adecuar el funcionamiento del régimen especial a la nueva regulación y a la introducción de la competencia, el día 1 de enero de 1999 entró en vigor el Real Decreto 2818/1998, estableciendo un régimen económico para las nuevas instalaciones exentas del sistema general de ofertas, por el que los precios de la energía adquirida quedaban referenciados a los del mercado de producción complementados con un incentivo, diferente dependiendo del tipo de instalación.

Para las instalaciones basadas en energías renovables el incentivo no tiene límite temporal debido a

la necesidad de internalizar los beneficios medioambientales y debido a que sus mayores costes no les permite la competencia en el mercado libre. Mientras que el incentivo tiene carácter temporal para aquellas otras instalaciones que lo requieren para situarse en posición de competencia en el mercado libre.

En aplicación de la regulación anterior, durante 1999 se ha mantenido la tendencia decreciente del coste medio de la energía adquirida al régimen especial, que durante 1999 se situó en 9,8 PTA/kWh, un 3,9% inferior al del año anterior.

Coste medio de la energía adquirida (PTA/kWh)



(*) Datos liquidaciones de la CNE

Índice de gráficos y cuadros → Régimen especial

- 110 Evolución de la potencia instalada del régimen especial
- 110 Evolución de la energía adquirida al régimen especial
- 110 Funcionamiento del régimen especial. Horas equivalentes de funcionamiento a plena carga
- 111 Estructura de la potencia instalada del régimen especial por tipo de combustible
- 111 Estructura de la energía adquirida al régimen especial por tipo de combustible
- 112 Potencia instalada del régimen especial
- 112 Energía adquirida al régimen especial
- 113 Energía adquirida al régimen especial por Comunidades Autónomas peninsulares

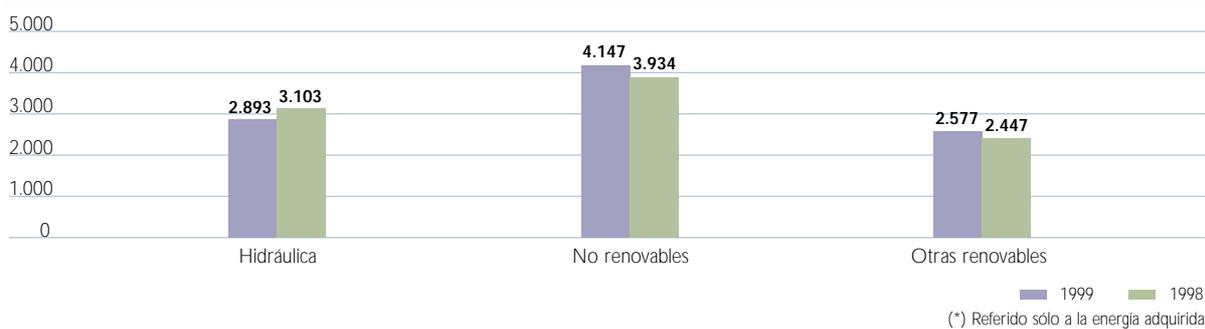
Evolución de la potencia instalada del régimen especial (MW)

Año	Hidráulica	No renovables	Otras renovables	Total
1995	970	1.740	324	3.034
1996	1.028	2.367	418	3.812
1997	1.096	2.842	660	4.598
1998	1.153	3.503	961	5.617
1999	1.291	4.011	1.480	6.782

Evolución de la energía adquirida al régimen especial (GWh)

Año	Hidráulica	No renovables	Otras renovables	Total
1995	2.223	6.321	1.052	9.596
1996	3.544	8.738	1.377	13.659
1997	3.429	11.096	1.636	16.161
1998	3.578	13.780	2.352	19.710
1999	3.735	16.633	3.814	24.182

Funcionamiento del régimen especial. Horas equivalentes de funcionamiento a plena carga (*)



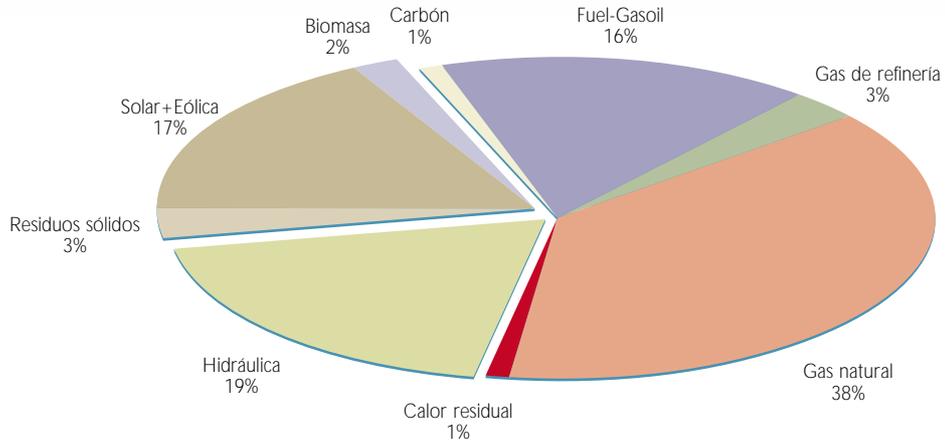
Estructura de la potencia instalada del régimen especial por tipo de combustible

Combustible	Potencia instalada (MW)		Δ %
	1999	1998	
Hidráulica	1.291	1.153	12,0
No renovables	4.011	3.503	14,5
Calor residual	73	73	0,0
Carbón	69	69	0,0
Fuel-Gasoil	1.109	924	20,0
Gas de refinería	209	209	0,0
Gas natural	2.551	2.228	14,5
Otras renovables	1.480	961	54,0
Biomasa	106	73	45,2
Eólica	1.144	689	66,0
R.S. Industriales	132	121	9,1
R.S. Urbanos	97	77	26,0
Solar	1	1	0,0
Total	6.782	5.617	20,7

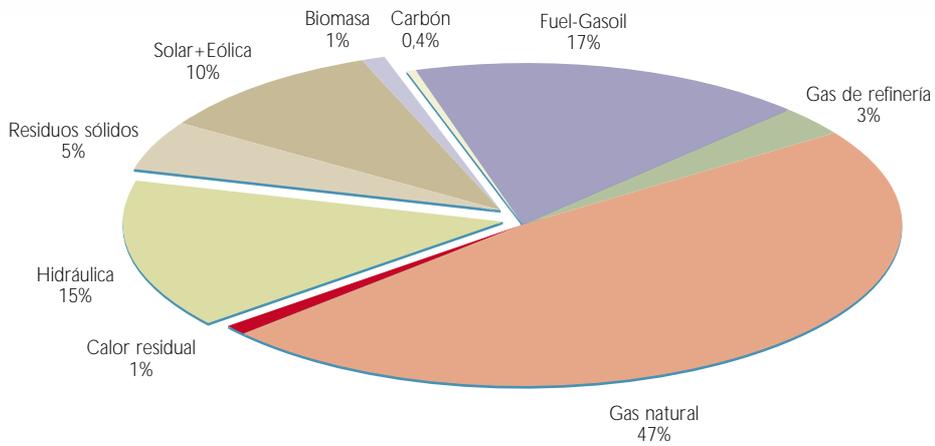
Estructura de la energía adquirida al régimen especial por tipo de combustible

Combustible	Energía adquirida (GWh)		Δ %
	1999	1998	
Hidráulica	3.735	3.578	4,4
No renovables	16.633	13.780	20,7
Calor residual	149	144	3,5
Carbón	92	106	-13,2
Fuel-Gasoil	4.118	3.123	31,9
Gas de refinería	844	912	-7,5
Gas natural	11.430	9.495	20,4
Otras renovables	3.814	2.352	62,2
Biomasa	249	144	72,9
Eólica	2.452	1.237	98,2
R.S. Industriales	627	580	8,1
R.S. Urbanos	485	390	24,4
Solar	1	1	0,0
Total	24.182	19.710	22,7

Potencia instalada del régimen especial



Energía adquirida al régimen especial



Energía adquirida al régimen especial por Comunidades Autónomas peninsulares (GWh)

	Andalucía	Aragón	Asturias	Cantabria	Castilla-La Mancha	Castilla y León	Cataluña	Extremadura	Galicia	La Rioja	Madrid	Murcia	Navarra	País Vasco	C. Valenciana	Total
Hidráulica	130	768	151	243	141	313	666	15	704	43	61	33	370	83	14	3.735
No renovables	2.759	1.499	253	474	985	915	4.744	0	1.757	42	282	353	212	746	1.612	16.633
Calor residual	50	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	99	0	149
Carbón	0	0	0	92	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	92
Fuel-Gasoil	461	119	171	6	556	191	711	0	1.428	14	66	139	12	37	207	4.118
Gas de refinería	549	0	0	0	0	0	0	0	177	0	0	0	0	81	37	844
Gas natural	1.699	1.380	82	376	429	724	4033	0	152	28	216	214	200	529	1.368	11.430
Otras renovables	464	457	416	7	59	121	351	0	764	0	248	67	759	48	53	3.814
Biomasa	158	24	0	0	0	0	1	0	45	0	0	5	3	13	0	249
Eólica	266	433	0	0	58	121	87	0	719	0	0	11	756	0	1	2.452
R.S. Industriales	40	0	382	0	0	0	46	0	0	0	72	0	0	35	52	627
R.S. Urbanos	0	0	34	7	0	0	217	0	0	0	176	51	0	0	0	485
Solar	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1
Total	3.353	2.724	820	724	1.185	1.349	5.761	15	3.225	85	591	453	1.341	877	1.679	24.182

7 — Intercambios internacionales

Durante este segundo año de funcionamiento del marco regulador definido por la Ley 54/1997 se han ido incorporando paulatinamente nuevos agentes autorizados por el Ministerio de Industria y Energía para realizar intercambios intracomunitarios e internacionales de energía eléctrica.

Los contratos de intercambio suscritos por RED ELÉCTRICA con anterioridad a la entrada en vigor de la Ley siguen manteniendo su vigencia, excepto el contrato de suministro de RED ELÉCTRICA y EDF a FEDA que fue resuelto anticipadamente por esta última el 31 de enero de 1999.

Durante el año 1999, el saldo físico de los intercambios internacionales ha resultado importador en 5.719 GWh con un incremento del 68,1% respecto al año 1998, lo que ha supuesto una contribución en la cobertura de la demanda del 3,1%.

Se han alcanzado niveles elevados de utilización de la capacidad de intercambio comercial en la interconexión con Francia, en sentido importador hacia España, con un valor promedio del 92,3%, y en la interconexión con Marruecos, en sentido exportador, con una utilización media del 80,3%.

7.1 Contratos suscritos por RED ELÉCTRICA

A la entrada en vigor de la Ley 54/1997, RED ELÉCTRICA tenía firmados cuatro contratos de intercambio internacional de energía:

- Contrato de suministro de EDF a RED ELÉCTRICA.



- Contrato de suministro de RED ELÉCTRICA a EDF.
- Contrato de suministro de RED ELÉCTRICA y EDF a FEDA.
- Contrato de suministro de RED ELÉCTRICA a ONE.

El contrato de suministro de EDF a RED ELÉCTRICA ha tenido este año una utilización del 95,4%, valor superior en casi dos puntos al registrado durante el año 1998. La programación de este contrato ha oscilado entre una utilización mensual máxima del 100%, en los meses de febrero y abril, y una utilización mínima del 88,3% en el mes de diciembre por los problemas en el sistema eléctrico francés derivados del fuerte temporal ocurrido en Francia a finales de ese mes que obligó a la reducción, e incluso en algunas horas a la anulación, de la capacidad de intercambio comercial.



En relación con el contrato de suministro de RED ELÉCTRICA a EDF, al igual que en años anteriores, EDF no ha realizado en 1999 tomas de energía procedentes de este contrato.

El contrato de suministro que RED ELÉCTRICA y EDF mantenían con FEDA tenía como fecha prevista de finalización el 31 de diciembre de 1999. No obstante, FEDA resolvió anticipadamente este contrato el 31 de enero de 1999, habiendo realizado Andorra tomas de energía a través de este contrato sólo durante la primera quincena del mes de enero.

El contrato de suministro de RED ELÉCTRICA a ONE ha tenido en el conjunto del año una utilización del 99,2%, valor muy similar al del año anterior. Mensualmente, la utilización del contrato ha oscilado entre un valor mínimo del 95%, en el mes de julio, y un máximo del 100% en la mayoría de los meses del año.

Utilización de los contratos de RED ELÉCTRICA en 1999

	Energía (GWh)	Utilización (%)
Suministro de EDF a RED ELÉCTRICA	4.596	95,4
Suministro de RED ELÉCTRICA a ONE	782	99,2
Suministro de RED ELÉCTRICA a FEDA (*)	8	19,0

(*) Referido al período 1 al 31 de enero de 1999.

7.2 Transacciones internacionales de los agentes del mercado y ejecución de contratos bilaterales físicos

Durante el año 1999, con la incorporación de nuevos agentes autorizados, se ha producido un crecimiento significativo tanto en la energía intercambiada como en el número de transacciones internacionales realizadas.

Los intercambios internacionales realizados por los agentes han supuesto unas importaciones totales

Transacciones internacionales de los agentes y contratos bilaterales físicos (GWh)

	Importaciones		Exportaciones	
	1999	1998	1999	1998
Transacciones en el mercado de producción	3.618	85	1.754	498
Comercializadores	-	-	1.161	498
Productores	18	0	479	0
Agentes externos	3.600	85	114	0
Contratos bilaterales	0	0	0	71
Total	3.618	85	1.754	569

durante 1999 de 3.618 GWh frente a los 85 GWh de 1998 y unas exportaciones de 1.754 GWh, valor también muy superior al del año anterior, 569 GWh.

En relación con los intercambios internacionales realizados a través de la participación de los diferentes agentes en el mercado español cabe destacar los siguientes aspectos:

- La mayor parte de las exportaciones realizadas a través de la participación de los agentes en el mercado ha correspondido a las ventas de energía por parte de las comercializadoras, que han supuesto un total de 1.161 GWh, de las que se han dirigido 774 GWh a Marruecos, 211 GWh a Andorra y 176 GWh a Portugal.
- El Ministerio de Industria y Energía ha autorizado a las cuatro empresas productoras españolas para la realización de distintas operaciones de intercambio internacional, centrandó la mayor parte de su actividad en operaciones de exportación que han supuesto unas ventas totales de 479 GWh, dirigidas 258 GWh a Marruecos y 221 GWh a Portugal. También han realizado pequeñas incor-

poraciones de energía, un total de 18 GWh, a través de la interconexión con Francia.

- Los agentes externos han tenido una actuación destacada en el mercado de producción durante 1999, que se ha traducido en unas importaciones totales de 3.600 GWh frente a las 85 GWh del año 1998 y unas exportaciones de 114 GWh.

Estos intercambios tienen su origen en las nuevas autorizaciones concedidas a EDF y REN, que participaron en el mercado español realizando operaciones de venta y compra/venta de energía respectivamente, y la activa participación de ELECTRABEL, que ha estado realizando operaciones de importación durante todos los meses del año. Además, durante el año 1999, el Ministerio de Industria y Energía concedió la autorización de agente externo a otras cinco empresas (ONE, ATEL, TXU EUROPE, ENRON GAS y ENRON ENERGIE) que no participaron en el mercado español durante el año 1999.

Respecto a los contratos bilaterales físicos, si bien han estado vigentes algunas autorizaciones concedidas por el Ministerio de Industria y Energía, de hecho no se han llegado a ejecutar ninguno de ellos durante 1999.

7.3 Saldo de los intercambios internacionales

El saldo total de los intercambios internacionales programados durante 1999 ha resultado importador, alcanzando un valor total anual de 5.670 GWh, superior en más de 2.000 GWh al saldo del año anterior. El saldo ha mantenido el signo importador durante todos los meses del año, con un valor máximo de

7 Intercambios internacionales

algo más de 700 GWh en el mes de abril y un mínimo de 220 GWh en el mes de septiembre.

Durante 1999, el saldo de la energía procedente de los contratos suscritos por RED ELÉCTRICA se ha mantenido en niveles similares a los de 1998, siendo la actuación de los agentes del mercado la que ha motivado el aumento del saldo importador de los intercambios internacionales programados, en particular debido a las transacciones de importación de energía realizadas por los agentes externos, cuyo saldo importador en 1999 ha sido de 3.486 GWh frente a los 85 GWh de 1998.

Evolución del saldo de los intercambios internacionales programados (GWh)

	1999	1998	Variación
Contratos de RED ELÉCTRICA	3.806	3.868	-62
Transacciones en el mercado	1.864	-413	2.277
Comercializadoras	-1.161	-498	-663
Productores	-461	0	-461
Agentes externos	3.486	85	3.401
Contratos bilaterales	0	-71	71
Apoyo	0	4	-4
Total intercambios programados	5.670	3.388	2.282

Saldo importador (positivos), saldo exportador (negativos)

A través de la interconexión con Francia, el saldo importador ha aumentado con respecto al año anterior por el elevado incremento de las importaciones realizadas por parte de los agentes externos, ELECTRABEL y EDF.

En la interconexión con Portugal, el saldo resultante ha sido importador en 1999 debido a la participación de REN como agente externo vendedor en el mercado.

Evolución del saldo de los intercambios programados por interconexión (GWh)

	1999	1998	Variación
Francia	6.862	4.520	2.342
Portugal	841	-276	1.116
Andorra	-219	-152	-67
Marruecos	-1.814	-705	-1.109
Total	5.670	3.388	2.282

Saldo importador (positivos), saldo exportador (negativos)

El saldo exportador con Marruecos ha aumentado en 1.109 GWh durante 1999 debido por una parte al contrato de suministro de RED ELÉCTRICA a la ONE, que no se inició hasta mayo de 1998, y por otra parte al escalonamiento en las fechas de autorización de los nuevos agentes del mercado.

En la interconexión con Andorra se ha mantenido el saldo exportador, a pesar de la resolución anticipada del contrato de suministro de RED ELÉCTRICA y EDF a FEDA, al ser sustituido este contrato por las operaciones de exportación realizadas por las comercializadoras a través de su participación en el mercado español.

El saldo importador de los intercambios físicos, una vez ajustado por los desvíos de regulación entre sistemas, ha alcanzado un valor total de 5.719 GWh, lo que supone un crecimiento del 68,1% respecto al año anterior y una contribución a la cobertura de la demanda del 3,1%.

Por otra parte, el volumen total de energía transportada a través de las interconexiones internacionales fue de 18.198 GWh en 1999 con un crecimiento del 25,3% respecto al año anterior.

Intercambios internacionales físicos (GWh)

	Entrada	Salida	Volumen
Francia	7.466	581	8.046
Portugal	4.485	3.628	8.113
Andorra	8	220	228
Marruecos	0	1.811	1.811
Total	11.959	6.240	18.198

7.4 Capacidad de intercambio comercial y grado de utilización

La capacidad de intercambio de potencia por las interconexiones internacionales viene fijada por la capacidad física de las líneas que conforman la interconexión, descontando de ella la reserva de capacidad necesaria para mantener los sistemas acoplados ante fallos de elementos del sistema (líneas, incluyendo las propias líneas de interconexión, grupos generadores, etc.) y otras reservas necesarias para tener en cuenta desvíos involuntarios de regulación.

Además es preciso mencionar que los límites de sobrecarga de las líneas que componen una interconexión no se alcanzan al mismo tiempo, depende del reparto de los flujos de potencia por las interconexiones y elementos del sistema eléctricamente próximos, flujos que vienen impuestos por la configuración de cargas y generadores del sistema en su conjunto. Esta configuración es resultado, fundamentalmente, de las asignaciones de generación efectuadas en el mercado diario de energía.

Por otra parte, la capacidad libre para intercambios puede condicionar la participación de algunos agentes en el mercado y la realización de intercambios comerciales. Por ello, RED ELÉCTRICA cubre esta

demanda de información publicando, a través de los medios dispuestos al efecto, las previsiones de capacidad a nivel anual y semanal, esta última manteniendo al menos un horizonte de siete días.

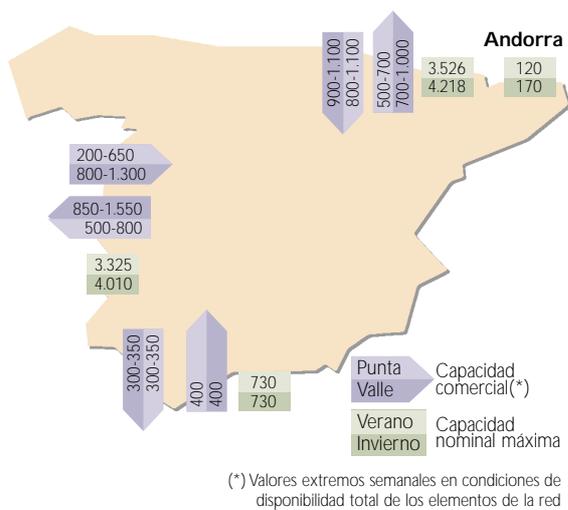
En el ámbito anual, la determinación de la capacidad de intercambio se realiza sobre la base de las hipótesis de generación, demanda y red correspondientes a dicho horizonte. A este respecto, se consideran las informaciones recibidas por RED ELÉCTRICA tanto de los distintos agentes del sistema eléctrico español como de los operadores de los sistemas eléctricos vecinos. Se modelan con especial relevancia las situaciones de punta de demanda para sendas hipótesis de hidraulicidad extrema en los distintos escenarios estacionales.

De acuerdo con lo previsto en la Orden Ministerial de 14 de julio de 1998 por la que se establece el régimen jurídico aplicable a los agentes externos para la realización de los intercambios intracomunitarios e internacionales de energía eléctrica, se efectúa un cálculo de la capacidad con antelación de una semana. Para efectuar dicho cálculo RED ELÉCTRICA intercambia información sobre la situación prevista de la red para las dos semanas siguientes con los operadores de los sistemas vecinos. Posteriormente, cada uno de ellos efectúa la estimación de capacidad disponible para situaciones de punta y de valle acorde con los criterios de seguridad vigentes en cada país. Se fija como valor de capacidad disponible para intercambio el menor de los calculados, teniendo en cuenta el margen de reserva correspondiente a desvíos de regulación y el margen de seguridad que pueda cubrir las imprecisiones en los escenarios de generación que han sido estimados, garantizándose de este modo la seguridad de los dos sistemas interconectados y de la propia interconexión.

Si en horizontes más cortos de los analizados en el ámbito semanal se produce algún acontecimiento que conlleve una modificación de la capacidad determinada previamente, RED ELÉCTRICA notifica los cambios pertinentes a los diferentes agentes.

El 18 de mayo de 1999 comenzó la publicación de la capacidad comercial en el horizonte semanal. A partir de este momento, la capacidad comercial, bajo condiciones de disponibilidad total de los elementos de la red, ha oscilado de acuerdo con los valores de las bandas que figuran en el mapa. En situaciones puntuales estos valores han sido inferiores al quedar fuera de servicio líneas de interconexión o próximas a las fronteras por reparación, mantenimiento o circunstancias de fuerza mayor como las tempestades que tuvieron lugar en Francia los últimos días del año, que produjeron numerosos incidentes en su red de alta tensión.

Capacidad nominal máxima y capacidad de intercambio comercial de las interconexiones (MW)

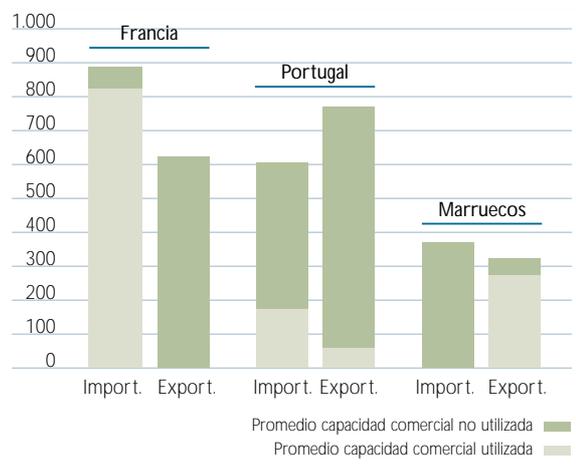


La oscilación de los valores de capacidad comercial es debida principalmente al cambio de capacidad

térmica estacional de las líneas. También influye la estructura de la generación en diferentes periodos, así como los valores de demanda en zonas próximas a las fronteras que pueden llegar a saturar, en determinados casos, las redes internas. En el caso de la interconexión con Portugal, la generación hidráulica a ambos lados de la frontera condiciona de manera importante la capacidad. La variación en la gestión que se hace de la producción de las cuencas del Duero y Tajo a lo largo del año explica la gran variabilidad de los valores obtenidos.

En cuanto al grado de utilización de la capacidad comercial, las interconexiones con Francia, para importación, y con Marruecos, para exportación, han registrado niveles elevados de utilización. En el periodo comprendido entre mayo y diciembre de 1999 se ha superado el 80% de la capacidad comercial durante la mayor parte del tiempo, concretamente en el 87% de las horas para la interconexión con Francia y en el 67% de las horas con Marruecos.

Utilización promedio de la capacidad de intercambio comercial en las interconexiones (MW)



En la interconexión con Portugal, tanto para importación como para exportación, la utilización del 80% de la capacidad comercial se ha superado durante un menor porcentaje del tiempo, el 17% de las horas para importaciones y el 5% para exportaciones.

Resultado de lo anterior, el promedio de utilización de la capacidad comercial se ha situado en el 92,3% en la interconexión con Francia, para importaciones, en el 80,3% en la interconexión con Marruecos, para exportaciones, mientras que en la interconexión con Portugal la utilización de la capacidad comercial desciende hasta el 28,1% para importaciones y el 7,3% en las exportaciones. Por otra parte, la capacidad comercial no ha sido utilizada en la interconexión con Francia para exportación y en la interconexión con Marruecos para importación al no haberse realizado intercambios internacionales en estos sentidos.

Índice de gráficos y cuadros

→ Intercambios internacionales

124	Grado de utilización de los contratos suscritos por RED ELÉCTRICA
124	Transacciones internacionales por tipo de agente e interconexión
124	Evolución de los saldos de los intercambios internacionales físicos
125	Saldos mensuales de los intercambios internacionales programados por interconexión
125	Intercambios internacionales programados por interconexión
125	Resumen de los intercambios internacionales de energía eléctrica
126	Saldos mensuales de los intercambios internacionales físicos
126	Intercambios internacionales físicos mensuales. Energía entregada
126	Intercambios internacionales físicos mensuales. Energía recibida
127	Intercambios internacionales físicos de energía eléctrica
127	Movimientos físicos de energía eléctrica de España a Francia
128	Movimientos físicos de energía eléctrica de Francia a España
128	Movimientos físicos de energía eléctrica de España a Portugal
128	Movimientos físicos de energía eléctrica de Portugal a España
129	Capacidad nominal máxima de las interconexiones internacionales
129	Grado de utilización de la capacidad de intercambio comercial de las interconexiones

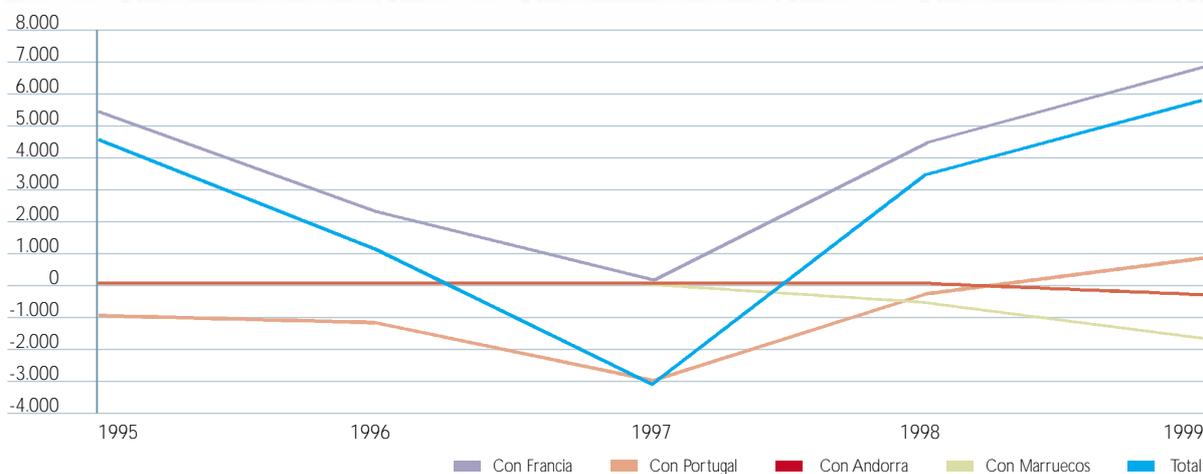
Grado de utilización de los contratos suscritos por RED ELÉCTRICA (%)



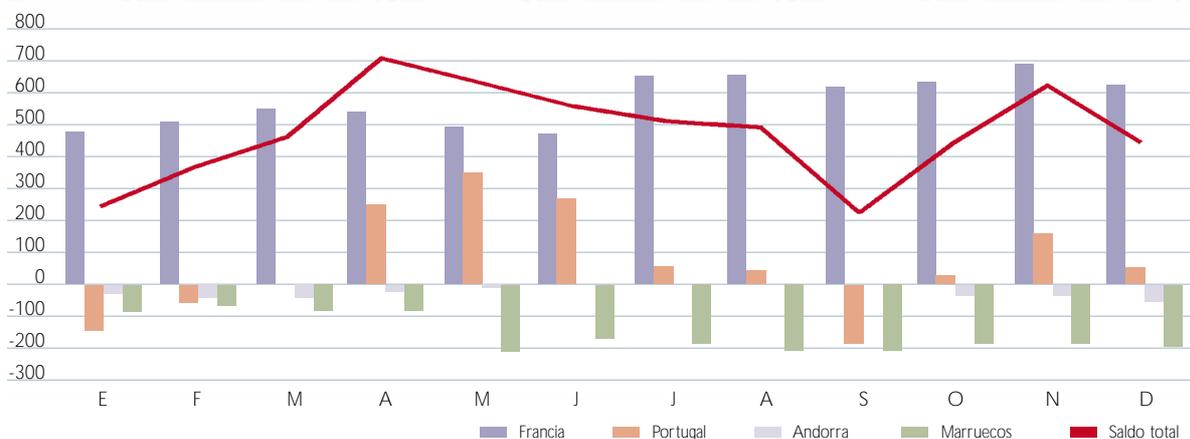
Transacciones internacionales por tipo de agente e interconexión (GWh)

	Comercializadoras		Productores		Agentes externos		Total		Saldo
	Import.	Export.	Import.	Export.	Import.	Export.	Import.	Export.	
Francia	-	0	18	0	2.248	0	2.266	0	2.266
Portugal	-	176	0	221	1.351	114	1.351	510	841
Andorra	-	211	0	0	0	0	0	211	-211
Marruecos	-	774	0	258	0	0	0	1.032	-1.032
Total	-	1.161	18	479	3.600	114	3.618	1.754	1.864

Evolución de los saldos de los intercambios internacionales físicos (GWh)



Saldos mensuales de los intercambios internacionales programados por interconexión (GWh)



Intercambios internacionales programados por interconexión (GWh)

	Importación		Exportación		Saldo (*)	
	1999	1998	1999	1998	1999	1998
Francia	6.862	4.591	0	71	6.862	4.520
Portugal	1.351	2	510	278	841	-276
Andorra	0	0	219	152	-219	-152
Marruecos	0	0	1.814	705	-1.814	-705
Total	8.213	4.593	2.543	1.205	5.670	3.388

Saldo importador (positivos), saldo exportador (negativos)

Resumen de los intercambios internacionales de energía eléctrica (GWh)

	Importación	Exportación	Saldo
Contratos de RED ELÉCTRICA	4.596	790	3.806
Francia	4.596	-	4.596
Andorra	-	8	-8
Marruecos	-	782	-782
Transacciones en el mercado	3.618	1.754	1.864
Francia (*)	2.266	0	2.266
Portugal	1.351	510	841
Andorra	0	211	-211
Marruecos	0	1.032	-1.032
Contratos bilaterales	0	0	0
Total intercambios programados	8.213	2.544	5.670
Desvíos de regulación			49
Saldo importador de intercambios			5.719

(*) Incluye importaciones procedentes de otros países europeos

Saldos mensuales de los intercambios internacionales físicos (MWh)

	Francia	Portugal	Andorra	Marruecos	Total
Enero	465.249	-131.118	-22.684	-67.330	244.117
Febrero	508.803	-45.332	-36.276	-60.401	366.794
Marzo	555.996	4.437	-32.382	-65.195	462.856
Abril	543.121	253.347	-19.121	-64.669	712.678
Mayo	488.057	348.039	-3.210	-204.428	628.458
Junio	472.268	276.743	-2.442	-175.711	570.858
Julio	650.774	51.573	-295	-186.430	515.622
Agosto	656.895	47.186	0	-199.241	504.840
Septiembre	606.145	-182.945	-605	-211.600	210.995
Octubre	623.685	25.250	-23.762	-186.423	438.750
Noviembre	691.915	155.585	-30.207	-191.978	625.315
Diciembre	622.319	54.291	-41.329	-197.319	437.962
Total	6.885.227	857.056	-212.313	-1.810.725	5.719.245

Intercambios internacionales físicos mensuales. Energía entregada (MWh)

	Francia	Portugal	Andorra	Marruecos	Total
Enero	66.068	464.699	30.468	67.330	628.565
Febrero	44.780	369.626	36.276	60.401	511.083
Marzo	46.766	391.296	32.382	65.195	535.639
Abril	65.318	234.073	19.121	64.669	383.181
Mayo	40.658	149.037	3.210	204.428	397.333
Junio	35.035	211.497	2.442	175.711	424.685
Julio	55.633	398.652	295	186.430	641.010
Agosto	25.472	149.302	0	199.241	374.015
Septiembre	48.928	433.227	605	211.600	694.360
Octubre	40.515	278.566	23.762	186.423	529.266
Noviembre	46.708	227.586	30.207	191.978	496.479
Diciembre	64.723	320.534	41.329	197.319	623.905
Total	580.604	3.628.095	220.097	1.810.725	6.239.521

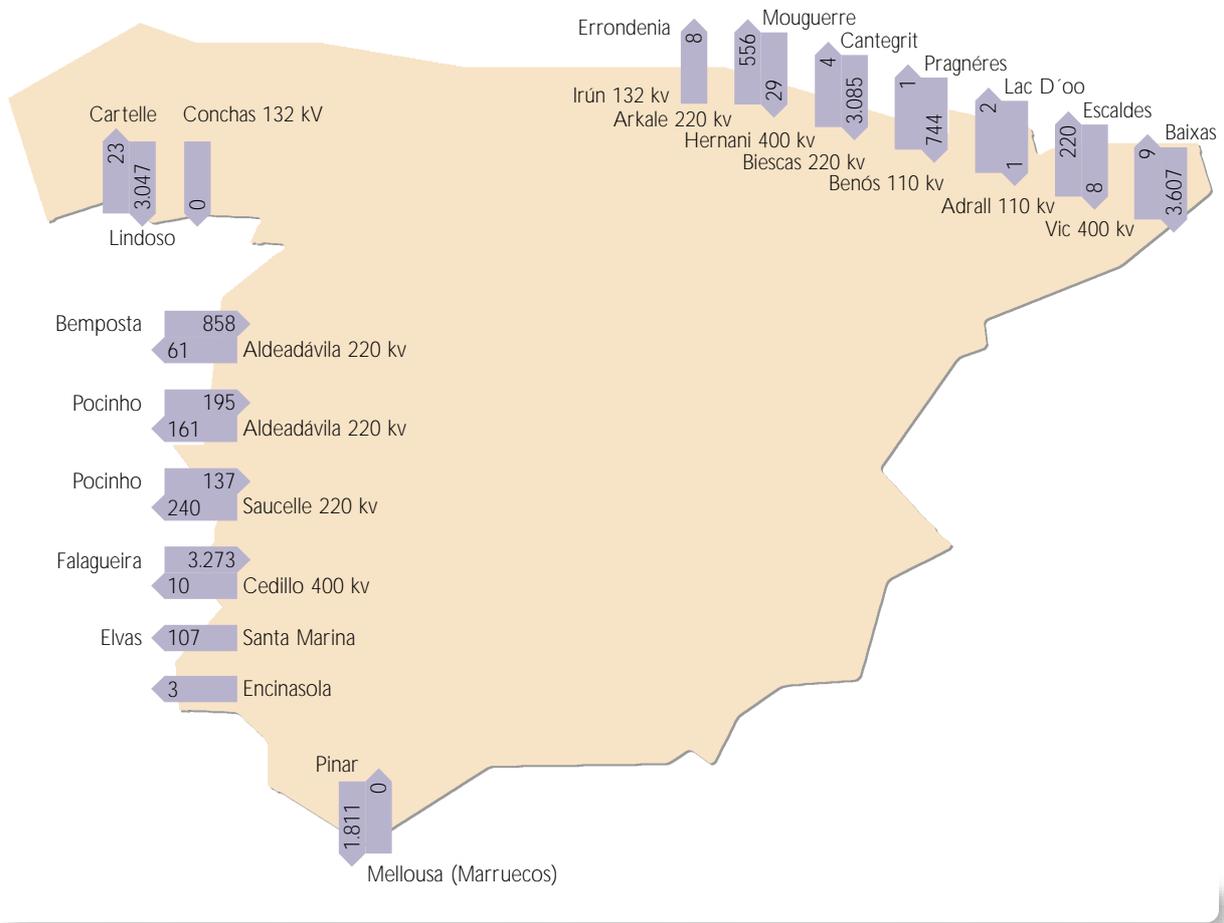
Al tratarse de intercambios físicos, incluyen la circulación de energía eléctrica a través de las interconexiones.

Intercambios internacionales físicos mensuales. Energía recibida (MWh)

	Francia	Portugal	Andorra	Marruecos	Total
Enero	531.317	333.581	7.784	0	872.682
Febrero	553.583	324.294	0	0	877.877
Marzo	602.762	395.733	0	0	998.495
Abril	608.439	487.420	0	0	1.095.859
Mayo	528.715	497.076	0	0	1.025.791
Junio	507.303	488.240	0	0	995.543
Julio	706.407	450.225	0	0	1.156.632
Agosto	682.367	196.488	0	0	878.855
Septiembre	655.073	250.282	0	0	905.355
Octubre	664.200	303.816	0	0	968.016
Noviembre	738.623	383.171	0	0	1.121.794
Diciembre	687.042	374.825	0	0	1.061.867
Total	7.465.831	4.485.151	7.784	0	11.958.766

Al tratarse de intercambios físicos, incluyen la circulación de energía eléctrica a través de las interconexiones.

Intercambios internacionales físicos de energía eléctrica (GWh)



Movimientos físicos de energía eléctrica de España a Francia (MWh)

	Irún	Arkale	Hernani	Biescas	Benós	Vic	Total
Enero	105	60.329	0	944	56	4.634	66.068
Febrero	71	44.707	0	2	0	0	44.780
Marzo	79	46.687	0	0	0	0	46.766
Abril	64	65.132	0	0	122	0	65.318
Mayo	3.173	34.548	90	0	10	2.837	40.658
Junio	76	34.186	0	0	0	773	35.035
Julio	177	55.342	0	114	0	0	55.633
Agosto	160	25.297	0	14	0	1	25.472
Septiembre	2.015	46.886	0	26	0	1	48.928
Octubre	82	40.090	0	19	0	324	40.515
Noviembre	1.729	44.866	10	91	0	12	46.708
Diciembre	116	57.813	4.290	241	1.550	713	64.723
Total salidas	7.847	555.883	4.390	1.451	1.738	9.295	580.604

Al tratarse de intercambios físicos, incluyen la circulación de energía eléctrica a través de las interconexiones.

Movimientos físicos de energía eléctrica de Francia a España (MWh)

	Irún	Arkale	Hernani	Biescas	Benós	Vic	Total
Enero	0	329	287.070	37.802	112	206.004	531.317
Febrero	0	334	283.746	58.433	0	211.070	553.583
Marzo	0	1.004	250.770	66.758	0	284.230	602.762
Abril	0	75	192.040	75.794	0	340.530	608.439
Mayo	0	6.788	237.100	76.030	10	208.787	528.715
Junio	0	3.936	215.980	62.104	0	225.283	507.303
Julio	0	998	298.270	65.319	0	341.820	706.407
Agosto	0	7.679	318.260	50.587	0	305.841	682.367
Septiembre	0	767	223.120	55.565	0	375.621	655.073
Octubre	0	2.710	263.940	54.156	0	343.394	664.200
Noviembre	0	2.016	275.060	69.415	0	392.132	738.623
Diciembre	0	2.374	239.170	72.355	700	372.443	687.042
Total entradas	0	29.010	3.084.526	744.318	822	3.607.155	7.465.831

Al tratarse de intercambios físicos, incluyen la circulación de energía eléctrica a través de las interconexiones.

Movimientos físicos de energía eléctrica de España a Portugal (MWh)

	Cartelle	Conchas	Alde-B	Alde-P	Saucelle	Cedillo	S.Marina	Encinasola	Resto Frontera	Total
Enero	364.820	0	8.515	46.184	34.523	0	10.442	215	0	464.699
Febrero	300.520	0	7.033	29.618	23.419	0	8.822	213	1	369.626
Marzo	322.320	0	6.525	26.752	27.208	0	8.278	212	1	391.296
Abril	218.978	0	814	2.183	4.066	0	7.834	197	1	234.073
Mayo	137.480	2	214	1.529	1.609	297	7.701	204	1	149.037
Junio	184.460	1	714	4.092	10.083	2.945	8.985	216	1	211.497
Julio	327.460	0	5.983	21.567	32.296	0	11.121	221	4	398.652
Agosto	123.620	0	2.840	6.608	5.771	634	9.637	189	3	149.302
Septiembre	345.820	12	19.163	7.316	53.181	0	7.534	199	2	433.227
Octubre	238.800	0	7.417	185	19.542	4.786	7.620	216	0	278.566
Noviembre	204.886	0	438	3.704	8.007	1.700	8.608	243	0	227.586
Diciembre	277.843	0	1.350	11.131	19.825	0	10.119	266	0	320.534
T.Salidas	3.047.007	15	61.006	160.869	239.530	10.362	106.701	2.591	14	3.628.095

Al tratarse de intercambios físicos, incluyen la circulación de energía eléctrica a través de las interconexiones.

Movimientos físicos de energía eléctrica de Portugal a España (MWh)

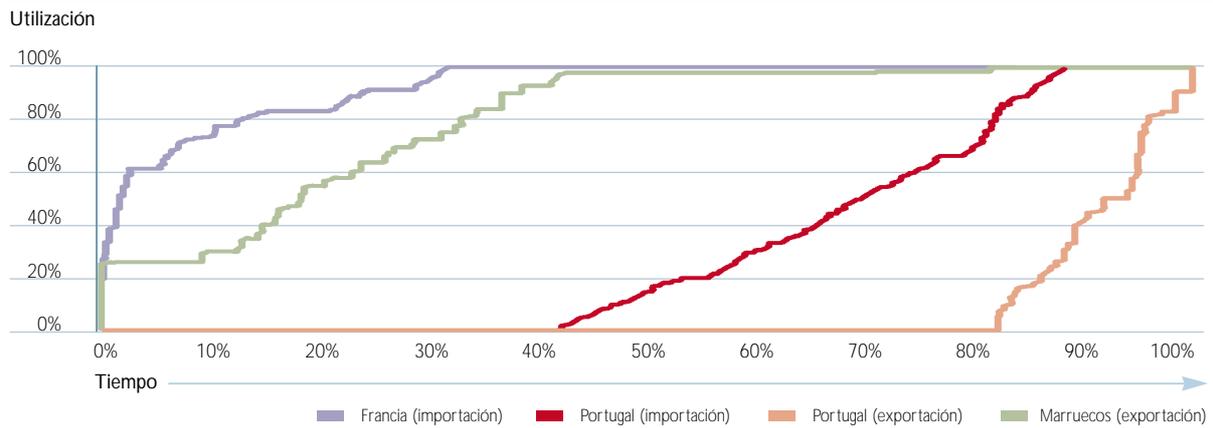
	Cartelle	Conchas	Alde-B	Alde-P	Saucelle	Cedillo	S.Marina	Encinasola	Resto Frontera	Total
Enero	0	0	36.201	43	560	296.777	0	0	0	333.581
Febrero	0	0	36.225	672	711	286.686	0	0	0	324.294
Marzo	0	0	63.414	1.391	820	330.108	0	0	0	395.733
Abril	110	0	98.749	19.129	23.207	346.225	0	0	0	487.420
Mayo	6.900	0	91.778	41.614	33.655	323.129	0	0	0	497.076
Junio	7.100	0	77.063	23.571	10.674	369.832	0	0	0	488.240
Julio	0	0	45.036	1.489	344	403.356	0	0	0	450.225
Agosto	7.620	0	61.932	44.596	25.399	56.941	0	0	0	196.488
Septiembre	0	0	19.365	0	621	230.296	0	0	0	250.282
Octubre	620	0	77.595	13.321	14.764	197.516	0	0	0	303.816
Noviembre	529	0	115.061	32.705	19.468	215.408	0	0	0	383.171
Diciembre	0	0	135.125	16.020	6.736	216.944	0	0	0	374.825
T.Entradas	22.879	0	857.544	194.551	136.959	3.273.218	0	0	0	4.485.151

Al tratarse de intercambios físicos, incluyen la circulación de energía eléctrica a través de las interconexiones.

Capacidad nominal máxima de las interconexiones internacionales (MW)

	En verano	En invierno
Con Francia	3.526	4.218
Irún - Errondena	111	133
Arkale - Mouguerre	410	460
Hernani - Cantegrit	1.110	1.340
Biescas II - Pragnères	270	330
Benós - Lac D'oo	95	135
Vic - Baixas	1.530	1.820
Con Andorra	120	170
Adrall - Escaldes	120	170
Con Portugal	3.325	4.010
Cartelle - Lindoso	1.390	1.660
Conchas - Lindoso	105	140
Aldeadávila - Bemposta	320	350
Aledadávila - Pocinho	320	350
Saucelle - Pocinho	320	350
Cedillo - Falagueira	790	1.020
Santa Marina - Elvas	80	140
Con Marruecos	730	730
Pinar - Melloussa	730	730
Total	7.701	9.128

Grado de utilización de la capacidad de intercambio comercial de las interconexiones



Índice de Anexo → Extrapeninsulares

132	Balance de energía eléctrica en los sistemas extrapeninsulares
132	Crecimiento de la demanda en b.c. en los sistemas extrapeninsulares
133	Equipo generador en Baleares a 31-12-99
133	Equipo generador en Ceuta y Melilla a 31-12-99
134	Equipo generador en Canarias a 31-12-99
136	Producción en b.a. en los sistemas extrapeninsulares

Balance de energía eléctrica en los sistemas extrapeninsulares (GWh)

	Islas Baleares			Islas Canarias			Ceuta y Melilla			Total extrapeninsular		
	1999	1998	Δ %	1999	1998	Δ %	1999	1998	Δ %	1999	1998	Δ %
Hidráulica	-	-	-	2	3	-38,9	-	-	-	2	3	-38,9
Carbón	3.476	3.142	10,7	-	-	-	-	-	-	3.476	3.142	10,7
Combustibles líquidos	746	692	7,8	5.569	5.261	5,9	265	226	17,0	6.580	6.179	6,5
PRODUCCIÓN (b.a.)	4.223	3.834	10,1	5.571	5.264	5,8	265	226	17,0	10.058	9.324	7,9
- Consumos en generación	334	298	11,9	373	369	1,0	12	12	-0,8	718	679	5,7
+ Régimen especial	149	125	19,3	589	484	21,6	-	-	-	738	609	21,2
DEMANDA (b.c.)	4.038	3.660	10,3	5.787	5.379	7,6	253	215	17,9	10.078	9.254	8,9

Datos suministrados por las empresas GESA (Islas Baleares), UNELCO (Islas Canarias) y ENDESA (Ceuta y Melilla).

Crecimiento de la demanda en b.c. en los sistemas extrapeninsulares (GWh)

	1999	1998	Δ %
Mallorca	3.175,6	2.882,8	10,2
Menorca	360,6	327,0	10,3
Ibiza-Formentera	477,3	429,8	11,0
Islas Baleares (*)	4.013,4	3.639,5	10,3
Gran Canaria	2.479,8	2.319,9	6,9
Tenerife	2.203,8	2.046,7	7,7
Fuerteventura	327,3	293,8	11,4
Lanzarote	526,4	486,8	8,1
La Palma	183,0	170,4	7,4
Gomera	44,6	40,3	10,5
Hierro	22,6	21,3	6,4
Islas Canarias	5.787,5	5.379,2	7,6
Ceuta	137,7	111,6	23,5
Melilla	115,3	103,0	11,9
Ceuta y Melilla	253,0	214,5	17,9

(*) Las diferencias con los valores del balance de energía corresponden a las pérdidas de la interconexión Mallorca-Menorca: 24,1 GWh en 1999 y 20,7 GWh en 1998.

Equipo generador en Baleares a 31-12-99 (MW)

	Central	Potencia	Combustible
Mallorca	Alcudia	2 x 125,0	Carbón
		2 x 130,0	Carbón
		2 x 37,5	Gasóleo
	San Juan de Dios	2 x 37,5	Fuel
		3 x 40,0	Fuel
	Son Molinas	1 x 14,0	Gasóleo
		2 x 25,0	Gasóleo
Total Mallorca		844,0	
Menorca	Mahón	1 x 37,5	Gasóleo
		1 x 14,0	Gasóleo
		1 x 38,5	Gasóleo
		3 x 15,8	Fuel
Total Menorca		137,4	
Ibiza	Ibiza	2 x 3,0	Fuel
		4 x 8,3	Fuel
		3 x 15,5	Fuel
		1 x 25,0	Gasóleo
		2 x 16,0	Fuel
Total Ibiza		142,7	
Formentera	Formentera	1 x 14,0	Gasóleo
Total Formentera		14,0	
Total Baleares		1.138,1	

Equipo generador en Ceuta y Melilla a 31-12-99 (MW)

	Equipo	Potencia	Combustible
Ceuta	Grupo 1	7,2	Fuel/Diesel-Oil
	Grupo 2	7,2	Fuel/Diesel-Oil
	Grupo 3	3,9	Fuel/Diesel-Oil
	Grupo 4	3,7	Fuel/Diesel-Oil
	Grupo 6	7,2	Fuel/Diesel-Oil
	Grupo 7	8,4	Fuel/Diesel-Oil
	Grupo 8	9,3	Fuel/Diesel-Oil
	Total Ceuta		47,0
Melilla	Grupo 2	1,1	Gasóleo
	Grupo 3	1,3	Gasóleo
	Grupo 4	1,3	Gasóleo
	Grupo 5	5,7	Fuel/Gasóleo
	Grupo 6	5,7	Fuel/Gasóleo
	Grupo 7	3,0	Fuel/Gasóleo
	Grupo 8	3,0	Fuel/Gasóleo
	Turbina de gas	14,7	Gasóleo
	Grupo 10	9,7	Fuel/Gasóleo
	Total Melilla		45,3

Equipo generador en Canarias a 31-12-99 (MW)

	Central	Potencia	Combustible
Gran Canaria	Jinámar Vapor	1 x 33,2	Fuel
		2 x 40,0	Fuel
		2 x 60,0	Fuel
	Jinámar Diesel	3 x 12,0	Fuel/Gasóleo
		2 x 24,0	Fuel/Diesel-Oil
	Jinámar Geco IV	1 x 23,5	Gasóleo/Diesel-Oil
	Jinámar Geco V	1 x 37,5	Gasóleo/Diesel-Oil
	Jinámar Geco VI	1 x 37,5	Gasóleo/Diesel-Oil
	Bco.Tirajana Vapor	2 x 80,0	Fuel
	Bco.Tirajana Gas	1 x 37,5	Gasóleo
		1 x 37,5	Gasóleo
	Guanar teme	2 x 17,2	Gasóleo
Total Gran Canaria	685,0		
Tenerife	Candelaria Vapor	2 x 22,0	Fuel
		4 x 40,0	Fuel
	Candelaria Diesel	3 x 12,0	Gasóleo
	Candelaria Geco I	1 x 37,5	Gasóleo/Diesel-Oil
	Candelaria Geco II	1 x 37,5	Gasóleo/Diesel-Oil
	Candelaria Geco III	1 x 17,2	Gasóleo
	Granadilla	1 x 37,5	Gasóleo/Diesel-Oil
	Granadilla Vapor 1	1 x 80,0	Fuel
	Granadilla Vapor 2	1 x 80,0	Fuel
	Granadilla Diesel 1	1 x 24,0	Fuel/Diesel-Oil
	Granadilla Diesel 2	1 x 24,0	Fuel/Diesel-Oil
	Total Tenerife	577,7	
Fuerteventura	Las Salinas	2 x 4,3	Fuel/Gasóleo
		1 x 5,0	Fuel/Gasóleo
		2 x 7,5	Fuel/Gasóleo
		1 x 24,0	Fuel/Gasóleo
		1 x 25,9	Gasóleo
		1 x 1,3	Vapor residual
Total Fuerteventura	79,9		
Lanzarote	Punta Grande	3 x 7,5	Fuel/Gasóleo
		2 x 15,5	Fuel/Gasóleo
		1 x 24,0	Fuel/Gasóleo
		1 x 1,0	Fuel/Gasóleo
		1 x 23,5	Gasóleo
		1 x 37,5	Gasóleo
Total Lanzarote	139,5		
La Palma	Los Guinchos	1 x 7,5	Fuel
		3 x 4,3	Fuel/Gasóleo
		1 x 5,0	Fuel/Gasóleo
		1 x 7,5	Fuel/Gasóleo
		1 x 1,6	Gasóleo
		1 x 16,6	Gasóleo
	El Mulato	1 x 0,8	Hidráulica
Total La Palma	51,9		

(Sigue)

Equipo generador en Canarias a 31-12-99 (MW)

	<u>Central</u>	<u>Potencia</u>	<u>Combustible</u>
Gomera	El Palmar	1 x 0,5	Diesel-Oil
		1 x 2,2	Diesel-Oil
		1 x 2,9	Diesel-Oil
		1 x 1,5	Diesel-Oil
		1 x 2,2	Fuel/Diesel-Oil
		1 x 0,7	Fuel/Diesel-Oil
		2 x 1,6	Fuel/Diesel-Oil
Total Gomera		13,2	
Hierro	Llanos Blancos	1 x 0,3	Diesel-Oil
		1 x 0,5	Diesel-Oil
		1 x 0,8	Diesel-Oil
		1 x 1,1	Diesel-Oil
		1 x 1,5	Diesel-Oil
		1 x 1,5	Diesel-Oil
		1 x 1,5	Diesel-Oil
		1 x 1,3	Diesel-Oil
Total Hierro		8,3	
Total Canarias		1.555,6	

Producción en b.a. en los sistemas extrapeninsulares (MWh)

	1999	1998	Δ %
Alcudia (Vapor carbón)	3.476.320	3.141.650	10,7
Alcudia (Turbina gas) (*)	14.125	12.138	16,4
S. Juan de Dios	107.290	105.310	1,9
Son Molinas	8.507	3.467	145,4
Mahón (Diesel)	102.004	113.791	-10,4
Mahón (Turbina gas) (*)	17.817	10.125	76,0
Ibiza (Diesel)	495.101	446.856	10,8
Ibiza (Turbina gas) (*)	1.534	608	152,4
Total Baleares	4.222.698	3.833.945	10,1
Guanarteme	-	-	-
Jinámar (Vapor fuel)	886.367	831.890	6,5
Jinámar (Diesel)	306.613	322.604	-5,0
Jinámar (Turbina gas) (*)	27.177	5.898	360,8
Bco. Tirajana (Vapor fuel)	1.239.840	1.225.145	1,2
Bco. Tirajana (Turbina gas) (*)	30.620	9.407	225,5
Candelaria (Vapor fuel)	480.014	432.174	11,1
Candelaria (Diesel)	285	9.167	-96,9
Candelaria (Turbina gas) (*)	10.057	5.010	100,7
Granadilla (Vapor fuel)	1.167.664	1.103.270	5,8
Granadilla (Diesel)	316.550	303.656	4,2
Granadilla (Turbina gas) (*)	6.076	2.437	149,3
Los Guinchos	182.382	170.227	7,1
El Mulato (Hidráulica)	1.773	2.900	-38,9
El Palmar	45.884	41.782	9,8
Llanos Blancos	22.216	20.934	6,1
Las Salinas	299.309	285.546	4,8
Punta Grande	548.182	491.766	11,5
Total Canarias	5.571.009	5.263.813	5,8
Ceuta	144.561	117.931	22,6
Melilla	120.033	108.311	10,8
Total Ceuta y Melilla	264.594	226.242	17,0
Total extrapeninsular	10.058.301	9.324.000	7,9

(*) En los grupos con turbina de gas se utilizan exclusivamente como combustibles: gasóleo y diesel-oil.

Índice de Anexo → Comparación internacional

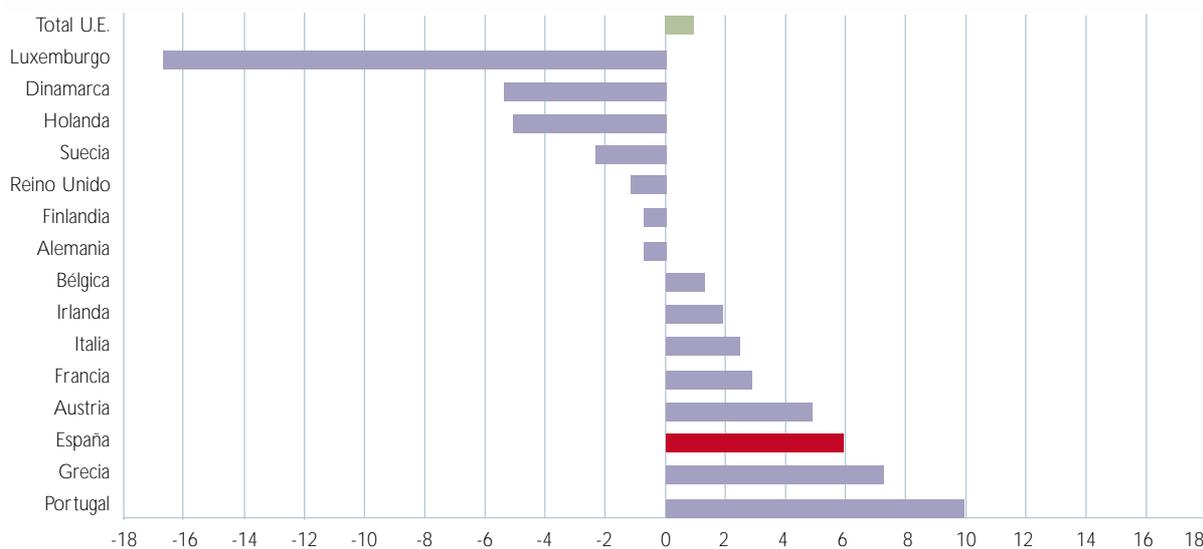
138	Producción total neta de energía eléctrica en b.c. de los países de la Unión Europea
138	Incremento de la producción 99/98
139	Demanda de energía eléctrica en b.c. de los países de la Unión Europea
139	Incremento de la demanda 99/98
140	Demanda per cápita de los países de la Unión Europea
140	Origen de la producción en b.c. de los países de la Unión Europea
141	Estructura de la producción en b.c. de los países de la Unión Europea
141	Saldo de intercambios de energía eléctrica en los países de la Unión Europea
142	Intercambios de energía eléctrica en los países de la Unión Europea
142	Intercambios internacionales físicos de energía eléctrica. UCTE y NORDEL

Producción total neta de energía eléctrica en b.c. de los países de la Unión Europea (TWh)

	1999	1998	Δ %
Alemania	513.9	517.6	-0.7
Austria	58.7	55.9	5.0
Bélgica	80.7	79.5	1.5
Dinamarca	37.0	39.1	-5.4
España (*)	192.3	181.5	6.0
Finlandia	66.8	67.3	-0.7
Francia	500.0	487.0	2.7
Grecia	45.8	42.7	7.3
Holanda	83.1	87.7	-5.2
Irlanda	20.4	20.0	2.0
Italia	252.7	246.9	2.3
Luxemburgo	1.0	1.2	-16.7
Portugal	41.3	37.5	10.1
Reino Unido	336.7	340.4	-1.1
Suecia	150.2	153.7	-2.3
Total U.E.	2.380,6	2.358,0	1,0

Fuente: EUROSTAT (Datos provisionales); España: RED ELÉCTRICA
 (*) Incluye adquisiciones al régimen especial y no tiene deducido el consumo en bombeo

Incremento de la producción 99/98 (%)

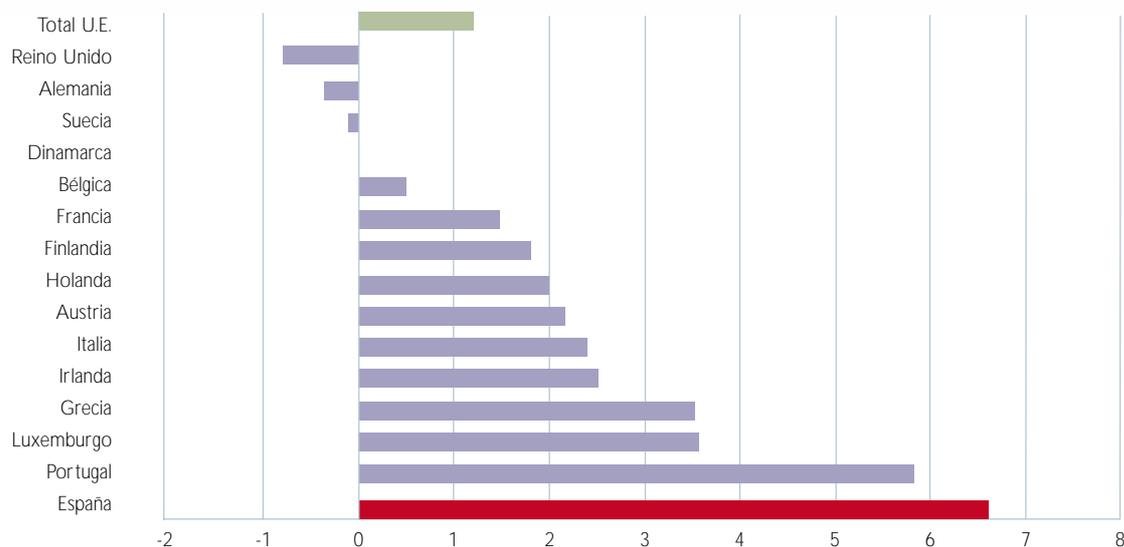


Demanda de energía eléctrica en b.c. de los países de la Unión Europea (TWh)

	1999	1998	Δ %
Alemania	509,9	511,5	-0,3
Austria	55,3	54,1	2,2
Bélgica	79,9	79,5	0,5
Dinamarca	34,7	34,7	0,0
España	194,4	182,3	6,6
Finlandia	78,0	76,6	1,8
Francia	430,0	423,8	1,5
Grecia	45,7	44,1	3,6
Holanda	101,5	99,5	2,0
Irlanda	20,2	19,7	2,5
Italia	285,8	279,2	2,4
Luxemburgo	5,6	5,4	3,7
Portugal	39,9	37,7	5,8
Reino Unido	347,4	350,2	-0,8
Suecia	142,8	143,0	-0,1
Total U.E.	2.371,1	2.341,3	1,3

Fuente: EUROSTAT (Datos provisionales); España: RED ELÉCTRICA

Incremento de la demanda 99/98 (%)



Demanda per cápita de los países de la Unión Europea (kWh)

	<u>1999</u>	<u>1998</u>	<u>Δ %</u>
Alemania	6.215	6.235	-0,3
Austria	6.842	6.693	2,2
Bélgica	7.823	7.783	0,5
Dinamarca	6.530	6.530	0,0
España	4.934	4.628	6,6
Finlandia	15.116	14.845	1,8
Francia	7.292	7.187	1,5
Grecia	4.339	4.187	3,6
Holanda	6.440	6.313	2,0
Irlanda	5.394	5.260	2,5
Italia	4.961	4.846	2,4
Luxemburgo	13.054	12.587	3,7
Portugal	3.998	3.778	5,8
Reino Unido	5.864	5.911	-0,8
Suecia	16.128	16.151	-0,1
Total U.E.	6.317	6.238	1,3

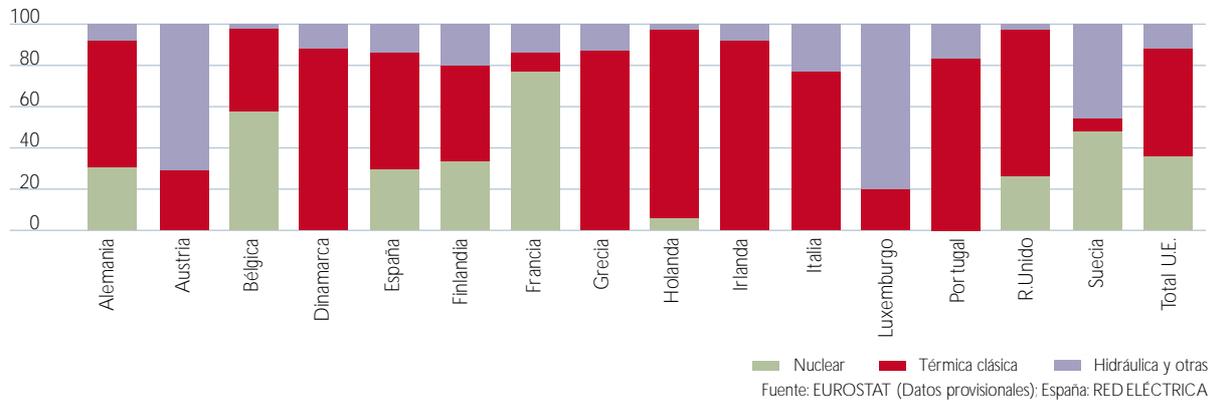
Demanda per cápita= Demanda b.c./n° hab.
Fuente: EUROSTAT (Datos provisionales); España: RED ELÉCTRICA; Datos de población: Anuario EL PAIS-2000

Origen de la producción en b.c. de los países de la Unión Europea

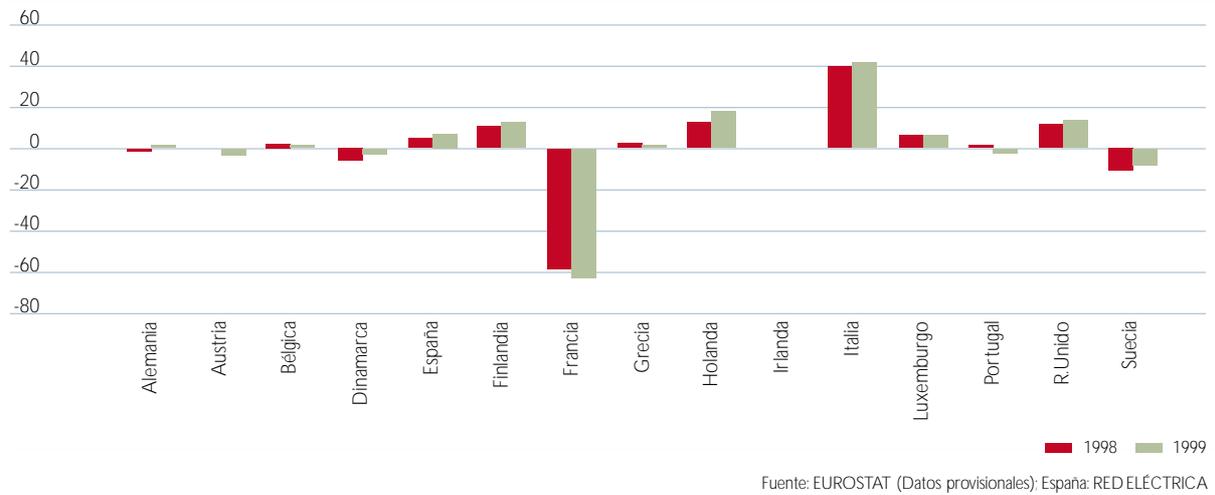
	<u>Nuclear</u>		<u>Térmica clásica</u>		<u>Hidráulica y otras</u>		<u>Total</u>	
	<u>TWh</u>	<u>%</u>	<u>TWh</u>	<u>%</u>	<u>TWh</u>	<u>%</u>	<u>TWh</u>	<u>s/U.E. (%)</u>
Alemania	160,4	31,2	324,4	63,1	29,1	5,7	513,9	21,6
Austria	0,0	0,0	17,5	29,8	41,2	70,2	58,7	2,5
Bélgica	46,6	57,7	32,6	40,4	1,5	1,9	80,7	3,4
Dinamarca	0,0	0,0	33,8	91,4	3,2	8,6	37,0	1,6
España	56,2	29,2	104,7	54,5	31,4	16,3	192,3	8,1
Finlandia	22,1	33,1	32,0	47,9	12,7	19,0	66,8	2,8
Francia	375,0	75,0	48,5	9,7	76,5	15,3	500,0	21,0
Grecia	0,0	0,0	40,8	89,1	5,0	10,9	45,8	1,9
Holanda	3,6	4,3	78,6	94,6	0,9	1,1	83,1	3,5
Irlanda	0,0	0,0	19,3	94,6	1,1	5,4	20,4	0,9
Italia	0,0	0,0	197,2	78,0	55,5	22,0	252,7	10,6
Luxemburgo	0,0	0,0	0,2	20,0	0,8	80,0	1,0	0,0
Portugal	0,0	0,0	33,6	81,4	7,7	18,6	41,3	1,7
Reino Unido	87,7	26,0	244,0	72,5	5,0	1,5	336,7	14,1
Suecia	70,2	46,7	9,4	6,3	70,6	47,0	150,2	6,3
Total U.E.	821,8	34,5	1.216,6	51,1	342,2	14,4	2.380,6	100,0

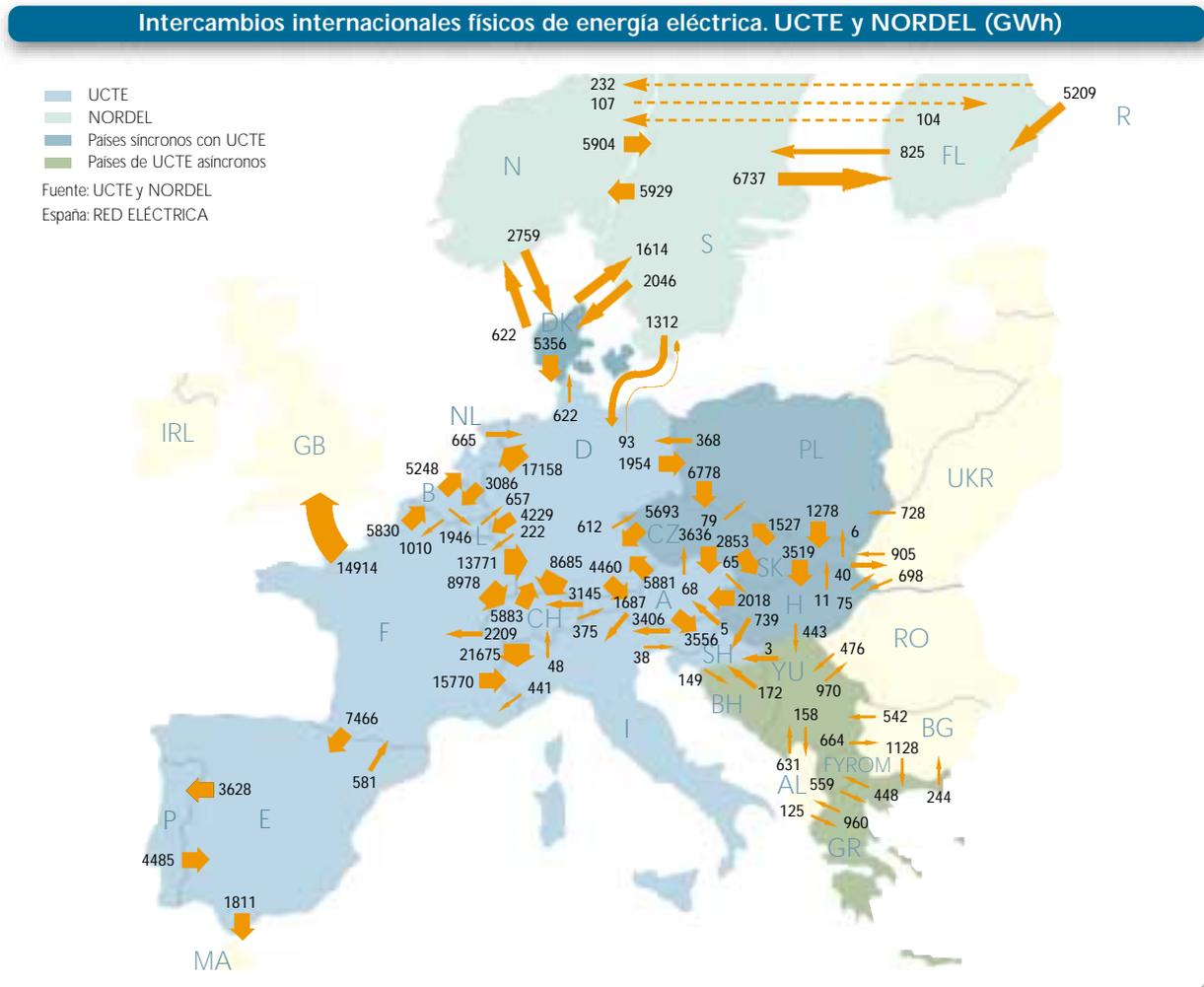
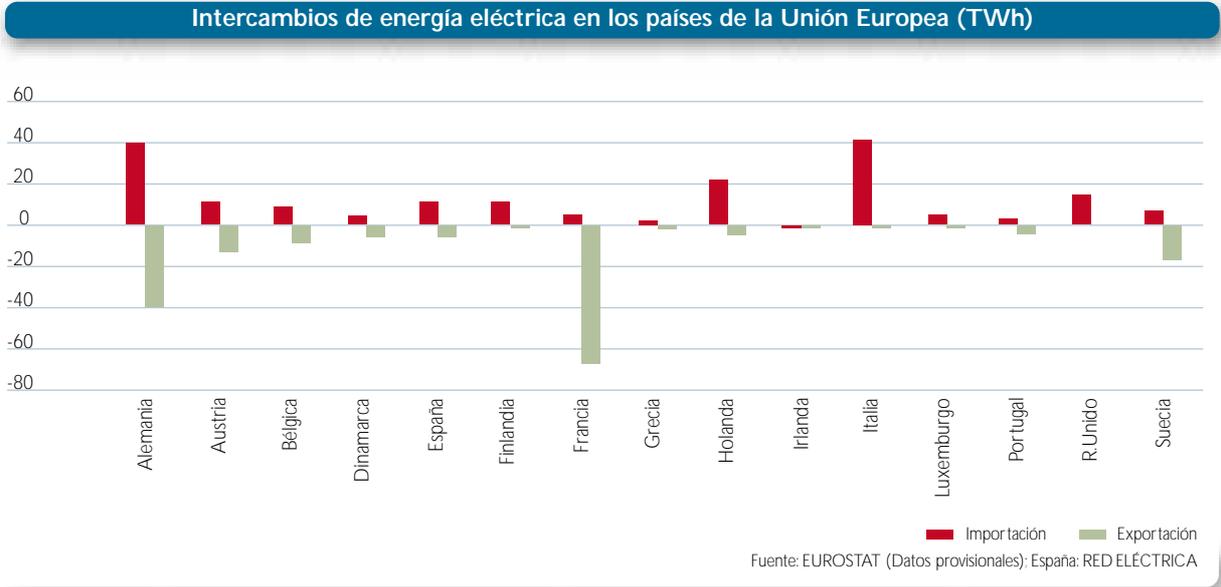
Fuente: EUROSTAT (Datos Provisionales); España: RED ELÉCTRICA

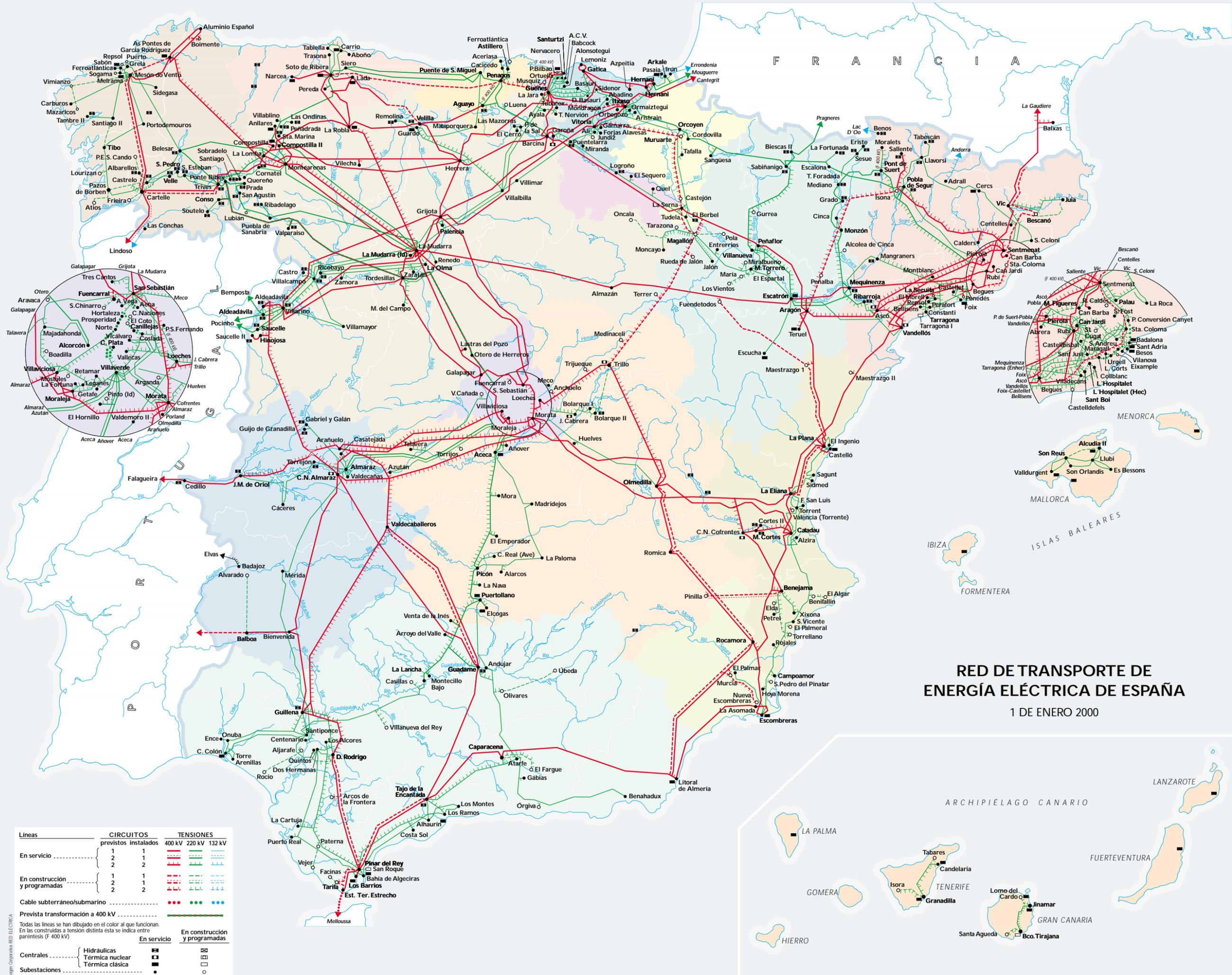
Estructura de la producción en b.c. de los países de la Unión Europea (%)



Saldo de intercambios de energía eléctrica en los países de la Unión Europea (TWh)







RED DE TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE ESPAÑA

1 DE ENERO 2000

Líneas	CIRCUITOS		TENSIONES		
	previstos	instalados	400 kV	220 kV	132 kV
En servicio	1	1			
	2	2			
En construcción y programadas	1	1			
	2	1			
	2	2			
Cable subterráneo/submarino					
Prevista transformación a 400 kV					
Todas las líneas se han dibujado en el color al que funcionan.					
En las construidas a tensión distinta ésta se indica entre paréntesis (F 400 kV)					
Centrales					
Subestaciones					

Imagen Corporativa RED ELÉCTRICA



REDELÉCTRICA
DE ESPAÑA

Pº del Conde de los Gaitanes, 177
28109 Alcobendas - Madrid
www.ree.es