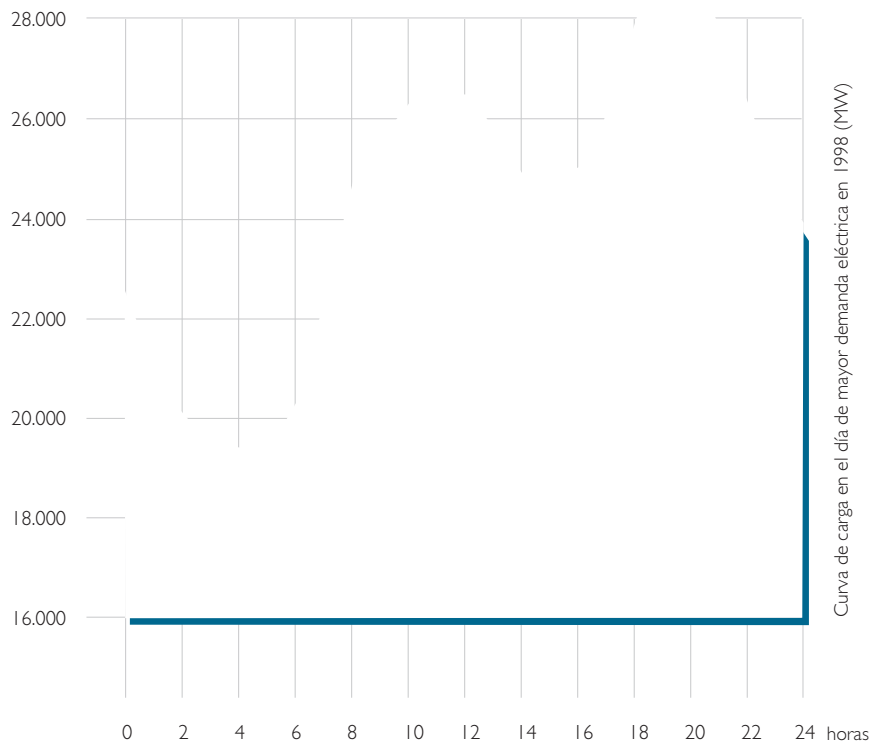


Operación del Sistema Eléctrico

Informe 1998



RED ELÉCTRICA
DE ESPAÑA

Índice

1. Presentación	7
2. El Sector Eléctrico Español en 1998	9
3. Demanda de energía eléctrica	21
3.1 Comportamiento de la demanda de energía eléctrica	21
3.2 Factores explicativos del crecimiento de la demanda de energía eléctrica	23
4. Equipo generador y producción de energía eléctrica	27
4.1 Equipo generador instalado	27
4.2 Comportamiento del equipo generador	28
4.3 Balance de energía eléctrica	30
4.4 Producción de las centrales hidroeléctricas	32
4.5 Producción de las centrales térmicas de carbón	34
4.6 Producción de las centrales térmicas de fuel y mixtas	36
4.7 Producción de las centrales nucleares	37
5. Operación del sistema	39
5.1 Actuaciones a medio y corto plazo	40
5.2 Mercados de operación	42
5.2.1 Resolución de restricciones técnicas	47
5.2.2 Servicios complementarios	48
5.2.3 Gestión de desvíos	53
5.3 Operación en tiempo real	54
5.4 Actuaciones posteriores al mercado	55
6. Red de transporte	59
6.1 Red de transporte de energía eléctrica	59
6.2 Calidad de servicio de la red de transporte	61
6.3 Tasa de indisponibilidad y descargos en líneas de la red de transporte	62
6.4 Niveles de tensión y carga de la red de transporte	63
6.5 Pérdidas de la red de transporte	64
7. Régimen especial	67
7.1 Potencia instalada y energía adquirida al régimen especial	68
7.2 Coste de la energía adquirida al régimen especial	70

8. Intercambios internacionales	71
8.1 Contratos suscritos por RED ELÉCTRICA	71
8.2 Transacciones internacionales realizadas por los agentes del mercado	73
8.3 Saldo de los intercambios internacionales	74
8.4 Capacidad nominal máxima y capacidad comercial disponible de las interconexiones	75

Anexos: Cuadros y gráficos

Demanda de energía eléctrica	79
Equipo generador y producción de energía eléctrica	87
Operación del sistema	111
Red de transporte	117
Régimen especial e intercambios internacionales	125
Extrapeninsulares	137
Comparación internacional	145



Capítulo I **Presentación**

Durante el año 1998, el funcionamiento de la industria eléctrica española ha experimentado un cambio radical consecuencia de la entrada en vigor de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico y su normativa de desarrollo.

Se deja atrás un esquema de regulación eléctrica de corte tradicional con una fuerte intervención del Estado en todos los ámbitos del suministro eléctrico, y se da paso a un modelo que promueve la competencia entre las empresas a través de la creación de un mercado eléctrico liberalizado, donde el Estado no se reserva para sí el ejercicio de ninguna actividad, quedando su papel reducido a la elaboración de la propia regulación.

Consecuencia de los principios anteriores, se abandona el modelo de explotación unificada, basado en la optimización teórica de costes, y se sustituye por un mercado mayorista organizado de electricidad en el que las decisiones son tomadas libremente por los diferentes agentes económicos.

Un elemento esencial para asegurar el éxito de este nuevo modelo competitivo es la disponibilidad de información por los diferentes agentes, lo que exige lograr un difícil equilibrio entre la obligada confidencialidad de información, que antes pertenecía al sistema y ahora es privativa de cada agente, y la necesaria transparencia propia del libre mercado.

Conscientes de que el desarrollo y consolidación del mercado eléctrico sólo será posible en la medida que los diferentes agentes tengan acceso a una información completa y transparente, RED ELÉCTRICA ha preparado el presente informe, continuación de los realizados hasta el año 1997 bajo el título de "Informe de la

Explotación del Sistema Eléctrico", con las necesarias adaptaciones para acomodarse a las nuevas necesidades de información del sector.

Con la publicación de este informe creemos haber alcanzado el doble objetivo que nos hemos marcado de poner a disposición de los agentes, y demás sujetos interesados en la materia, la información eléctrica básica, a la vez que se mantienen las series estadísticas iniciadas en 1984 con el primer informe de la Explotación del Sistema Eléctrico.

Durante 1998, el acontecimiento más significativo para la industria eléctrica ha sido, sin duda alguna, la entrada en vigor del nuevo modelo de organización y funcionamiento del sector definido en la Ley 54/1997 del Sector Eléctrico.

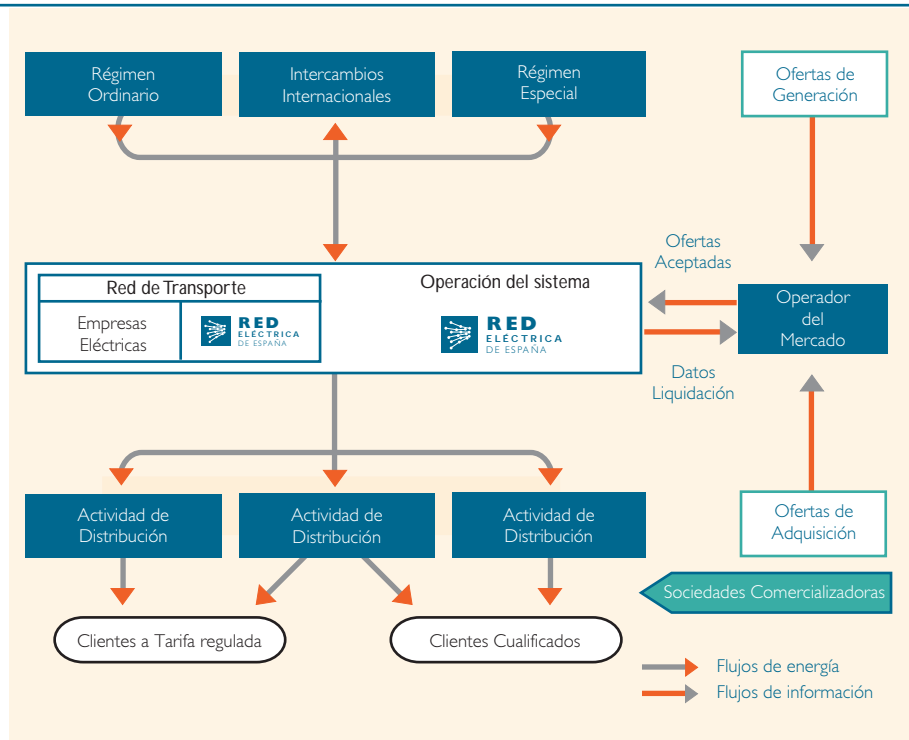
Esta Ley, aprobada el 27 de noviembre de 1997, constituye el refrendo normativo de los principios de liberalización del sector acordados entre el Ministerio de Industria y Energía y las empresas eléctricas en diciembre de 1996 — “Protocolo para el establecimiento de una nueva regulación del sistema eléctrico nacional”—, trasponiéndose de esta forma a la legislación española los principios de la Directiva 96/92/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 19 de diciembre de 1996, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad.

El nuevo modelo de organización se caracteriza por la liberalización del sector a través de la creación de un mercado de electricidad, donde los precios se forman, como en cualquier otro mercado, en base a las decisiones adoptadas libremente por los agentes y no a través de un modelo teórico de optimización centralizada.

Todo lo anterior ha supuesto un cambio radical en el funcionamiento del sector y en concreto de su organización y de las relaciones entre las diferentes actividades destinadas al suministro. Así, por ejemplo, el nuevo modelo distingue entre actividades cuyos ingresos son establecidos en régimen de competencia de aquellas otras con ingresos regulados, estableciéndose la obligación de que ambos tipos de actividad sean realizadas con la adecuada separación jurídica. Se garantiza de esta forma la independencia de los agentes que realicen actividades consideradas como monopolios naturales y se evitan posibles restricciones a la competencia en el mercado eléctrico.

Entre las actividades que se desarrollan en régimen de competencia están la generación, la comercialización de energía y los intercambios internacionales, actividades cuyos ingresos dependen de las condiciones del mercado. Dentro de las actividades con ingresos fijados por la Administración están el transporte, la distribución, la operación del sistema y la operación del mercado.

Organización del mercado de energía eléctrica



La gestión económica del mercado es desarrollada por la Compañía Operadora del Mercado Español de la Electricidad, S.A. (OMEL), empresa constituida por RED ELÉCTRICA a finales de 1997, y cuya misión es la realización de la casación económica de las ofertas de venta y compra de energía de los diferentes agentes, siendo responsable de la recepción de estas ofertas y de la liquidación final de las energías.

En el nuevo modelo de organización sectorial RED ELÉCTRICA, como transportista principal y empresa especializada en transporte, tiene asignadas las responsabilidades de gestión de la red de transporte y operación del sistema. Como responsable de la operación del sistema garantiza la continuidad y seguridad del suministro y la correcta coordinación del sistema producción-transporte.

Con el inicio del funcionamiento del mercado eléctrico, RED ELÉCTRICA puso en marcha el nuevo modelo de operación del sistema eléctrico basado en criterios de mercado. El nuevo modelo lleva consigo la adaptación de los programas de producción de las centrales de generación seleccionadas en el mercado diario a las necesidades técnicas de calidad y seguridad del suministro.

Esta adaptación, que complementa la actuación de los mercados gestionados por el operador del mercado, incluye la resolución de restricciones del sistema, la compensación de los desvíos entre generación y consumo y la incorporación de los mercados de regulación, todo ello conforme a precios basados en las ofertas presentadas por los agentes del mercado.

En cuanto a las actividades de transporte y distribución, el uso de las redes se liberaliza a través del acceso generalizado de terceros a dichas redes a cambio del pago de unas tarifas integrales de acceso, sin que la propiedad de la red otorgue derechos exclusivos o preferentes de uso a sus propietarios.

Por último, la introducción de competencia y liberalización en el sector se cierra con la posibilidad de elección de suministro otorgada a los clientes cualificados, que son aquellos que cumplen determinadas condiciones de consumo, pudiendo éstos elegir entre seguir siendo suministrados a tarifas reguladas por la empresa distribuidora de la zona o firmar contratos con otros agentes (comercializadores, generadores y agentes externos) o bien comprar directamente la energía en el mercado de producción.

Calendario de acceso a la condición de cliente cualificado

El gobierno puede modificar los límites establecidos si así lo recomiendan las condiciones del mercado.

Fecha	Requisito
1 de enero 1998	Consumo anual > 15 GWh
1 de enero 1999	Consumo anual \geq 5 GWh
1 de abril 1999	Consumo anual \geq 3 GWh
1 de julio 1999	Consumo anual \geq 2 GWh
1 de octubre 1999	Consumo anual \geq 1 GWh
1 de julio 2000	Suministro a tensión > 1000 V
1 de enero 2007	Todos los consumidores

A lo largo de 1998 se ha ido completando el desarrollo reglamentario de la Ley 54/1997, publicándose nuevas disposiciones que han modificado, complementa-

do o desarrollado los Reales Decretos publicados el 26 de diciembre de 1997, dando cobertura legal a la implantación del nuevo modelo regulatorio.

- Orden de 14 de julio de 1998 por la que se establece el régimen jurídico aplicable a los agentes externos para la realización de intercambios internacionales e intracomunitarios de energía eléctrica.
- Orden de 17 de diciembre de 1998 por la que se modifica la de 29 de diciembre de 1997, que desarrolla algunos aspectos del Real Decreto 2019/1997.
- Real Decreto 2818/1998, de 23 de diciembre, sobre producción de energía eléctrica por instalaciones abastecidas por recursos o fuentes de energía renovables, residuos y cogeneración.
- Real Decreto 2820/1998, de 23 de diciembre, por el que se establecen tarifas de acceso a las redes.
- Real Decreto 2819/1998, de 23 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte y distribución de energía eléctrica.

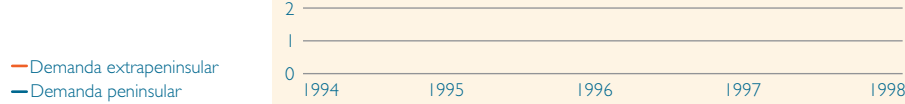
**Principales
disposiciones de
desarrollo de la
Ley 54/1997 del
Sector Eléctrico
publicadas en 1998**

Desde un punto de vista cuantitativo, el hecho más relevante de 1998 ha sido el fuerte incremento de la demanda de energía eléctrica nacional consecuencia del buen comportamiento de la economía.

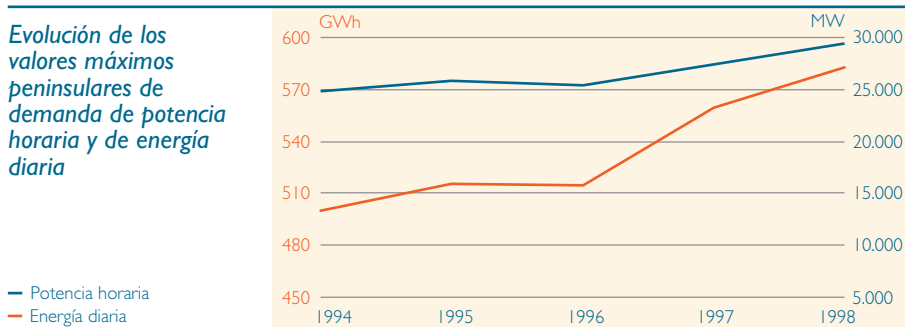
La demanda en barras de central (b.c.) peninsular en 1998 fue de 172.962 GWh, lo que representa un incremento respecto a 1997 del 6,5%, valor que no se alcanzaba desde 1979. De este crecimiento, el 6,0% es atribuible al incremento de la actividad económica, la contribución más alta de este factor en los últimos once años, lo que pone de manifiesto el excepcional comportamiento de la economía española durante 1998.

En el conjunto de los sistemas extrapeninsulares —Baleares, Canarias, Ceuta y Melilla— el buen comportamiento de la economía, y en particular del sector turístico, también se ha dejado sentir en el consumo de energía eléctrica. La demanda en b.c. ha ascendido a 9.254 GWh, lo que supone un incremento con respecto a 1997 del 7,6%, un punto por encima del crecimiento de la demanda peninsular.

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



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



Durante el año 1998, se superó hasta tres veces el récord histórico de demanda mensual, la última en el mes de diciembre, en el que se alcanzó una demanda de 15.957 GWh. De igual forma, en 1998 se ha alcanzado en sucesivas ocasiones nuevas cifras máximas tanto de demanda de energía diaria, la última el día 10 de diciembre con 582 GWh, como de demanda de energía horaria, finalmente establecida en los 29.484 MW registrados entre las 19 y 20 horas del día 9 de diciembre.

La potencia instalada total de las centrales pertenecientes al régimen ordinario de generación de electricidad establecido por la Ley 54/1997 ascendía a 43.522 MW al finalizar el año 1998, 29 MW menos que en el año anterior. Esta reducción es consecuencia de la baja de la central hidroeléctrica de Juan de Urrutia, 80,4 MW, que ha sido sólo parcialmente compensada por el incremento de potencia en algunas centrales nucleares.

Respecto a la cobertura de la demanda de energía eléctrica peninsular es importante destacar el bajo incremento experimentado por la energía procedente de las centrales pertenecientes al régimen ordinario y el cambio de signo de los

intercambios internacionales, que en 1997 tuvieron un saldo exportador de 3.073 GWh y en 1998 han registrado un saldo importador de 3.402 GWh.

Lo anterior tiene su explicación en las directrices de explotación impartidas por el Ministerio de Industria y Energía en 1997 con objeto de preparar al sector para el nuevo modelo de competencia y en la alta hidráulica registrada en dicho año, circunstancias que dieron lugar a una producción de las centrales pertenecientes al régimen ordinario superior a lo normal durante 1997.

Desde el punto de vista hidrológico, 1998 puede considerarse como un año ligeramente seco, con un producible hidroeléctrico peninsular de 27.162 GWh y un índice del 0,91 respecto a la serie histórica que sirve de base para el cálculo de la energía producible en año hidráulico medio.

A pesar de haberse registrado un producible hidráulico de 8.564 GWh, menor que el año anterior, la producción hidroeléctrica peninsular del año 1998 ha superado a la de 1997, lo que ha provocado una reducción de las reservas hidroeléctricas, que al finalizar el año alcanzaban un 49% de llenado en el conjunto de embalses de aprovechamiento hidroeléctrico, un 37% menos que al final del año 1997.

Balace de energía eléctrica nacional

	Peninsular		Extrapeinsular		Total	
	GWh	%98/97	GWh	%98/97	GWh	%98/97
Hidráulica	33.992	2,5	3	17,9	33.995	2,5
Nuclear	59.003	6,7	-	-	59.003	6,7
Carbón	60.190	-3,1	3.142	37,7	63.332	-1,6
Fuel/gas	5.658	-17,3	6.179	-3,2	11.837	-10,5
PRODUCCIÓN (b.a.)	158.844	0,9	9.324	7,6	168.167	1,3
- Consumos en generación	6.309	-0,7	679	11,1	6.988	0,4
- Consumos bombeo	2.588	47,0	-	-	2.588	47,0
PRODUCCIÓN (b.c.)	149.946	0,4	8.645	7,3	158.591	0,8
+ Intercambios internacionales	3.402	-	-	-	3.402	-
+ Régimen especial	19.615	21,4	609	12,5	20.224	21,1
DEMANDA (b.c.)	172.962	6,5	9.254	7,6	182.217	6,6

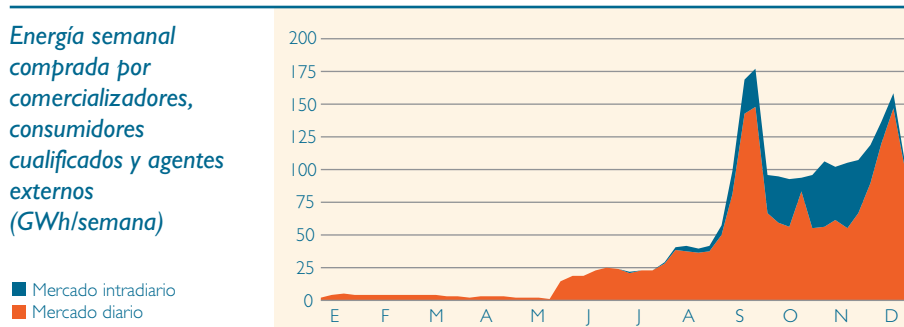
Los aspectos más destacables de la estructura de producción peninsular del año 1998 son los siguientes:

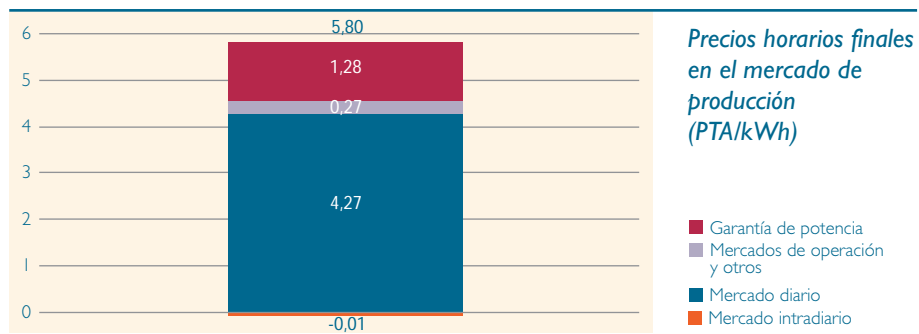
- La producción hidroeléctrica total se ha elevado a 33.992 GWh en boms de alternador (b.a.), un 2,5% por encima de la del año anterior, y ha aportado un 21,4% de la generación total del régimen ordinario.

- La producción nuclear ascendió a 59.003 GWh en b.a., un 6,7% superior a la registrada en 1997, con una aportación a la producción total del régimen ordinario del 37,1%.
- Los grupos de carbón han producido 60.190 GWh en b.a., cifra inferior en un 3,1% a la registrada en 1997, y que supone una aportación del 37,9% de la generación total del régimen ordinario.
- Los grupos de fuel/gas han producido 5.658 GWh en b.a., lo que supone el 3,6% de la producción total del régimen ordinario. Esta producción se ha reducido en un 17,3% respecto al año 1997.

Los consumos en generación en el año 1998 se han reducido ligeramente respecto al año anterior, como consecuencia de la alta producción hidráulica y del menor peso específico de la generación de origen térmico convencional.

Respecto a los sistemas extrapeninsulares, hay que destacar que un 33,7% de la producción en régimen ordinario correspondió a los grupos de carbón, cuya generación ha ascendido a 3.142 GWh, un 37,7% por encima de la del año 1997. Por su parte, los grupos de fuel/gas han reducido su producción respecto al año anterior en un 3,2% y han aportado el 66,3% de la producción total del régimen ordinario, con una producción de 6.179 GWh.





A lo largo del año 1998 han comenzado a abandonar progresivamente la tarifa regulada aquellos consumidores que cumplían el requisito para acceder a la condición de cualificado (establecido en un consumo anual por punto de suministro mayor de 15 GWh), pasando a adquirir su energía bien a través de comercializadores o bien directamente en el mercado de producción. De la misma forma, diversos agentes de sistemas exteriores han solicitado, y les ha sido concedida, la condición de agente externo para realizar compras, ventas o ambas operaciones en el mercado de producción.

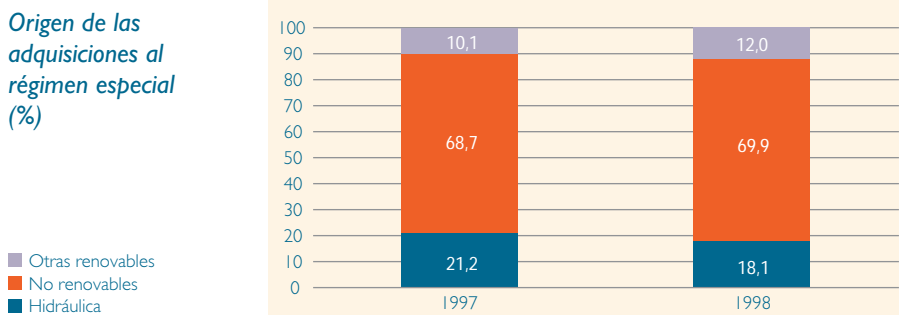
En el primer año de funcionamiento del mercado eléctrico, el precio medio ha sido 5,80 PTA/kWh, por debajo de las 6 PTA/kWh inicialmente previstas. El precio en el mercado diario ha supuesto el 73,6% del precio total, mientras que el sobrecoste resultante de los mercados de operación y otros representó el 4,6% y la garantía de potencia el 22%. La incidencia del mercado intradiario sobre el precio total ha sido prácticamente nula.

En el año 1998, la energía adquirida a los productores en régimen especial del sistema peninsular ha sido de 19.615 GWh, con un crecimiento del 21,4% respecto a 1997, más de tres puntos por encima del crecimiento del año 1997. Su participación en la cobertura de la demanda en b.c. de 1998 ha representado el 11,3%, casi un punto y medio por encima del año anterior.

El precio medio de la energía adquirida al régimen especial ha ascendido a 10,2 PTA/kWh. Este precio es inferior en casi un 5% al del año 1997 al haberse repercutido en la retribución del régimen especial la rebaja de la tarifa regulada aprobada para 1998.

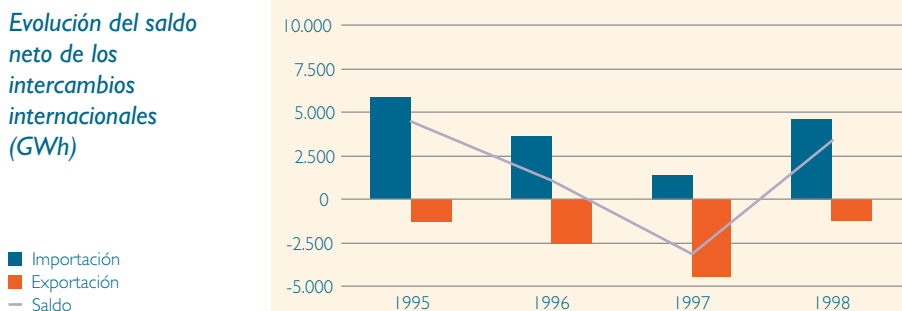
Las adquisiciones procedentes de energías no renovables han representado el 69,9% de la energía total del régimen especial, mientras que la hidráulica supuso el 18,1% y la abastecida con fuentes de energía renovables no hidráulicas proporcionó el 12%. Todos los tipos de central han incrementado su aportación respecto al año anterior, destacando las centrales abastecidas por fuentes de energía renovables no hidráulicas que la han incrementado un 43,3%.

Origen de las adquisiciones al régimen especial (%)



La liberalización de los intercambios internacionales ha tenido su primera manifestación durante 1998 con la autorización de diferentes contratos suscritos entre compañías comercializadoras y empresas extranjeras, la autorización de un contrato bilateral físico de exportación con EDF y la actuación directa en el mercado de producción de diversos agentes externos. Al mismo tiempo, los contratos a largo plazo suscritos por RED ELÉCTRICA con anterioridad a la nueva ley han seguido su curso durante el año 1998.

Evolución del saldo neto de los intercambios internacionales (GWh)

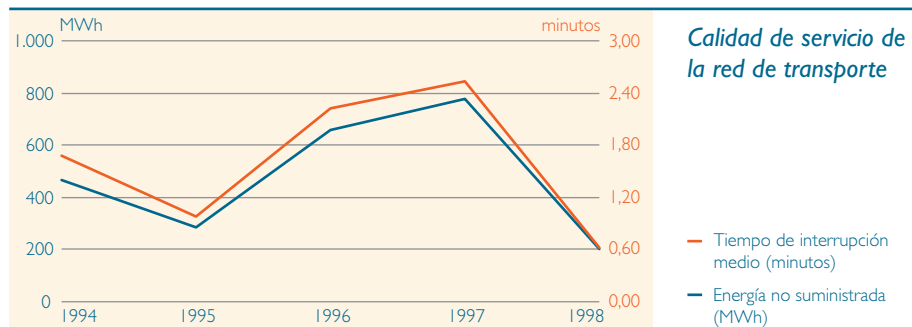


El saldo importador de los intercambios internacionales a final de año ha sido de 3.402 GWh, que han cubierto el 2% de la demanda b.c.. Como consecuencia de los contratos a largo plazo firmados por RED ELÉCTRICA, en el año 1998 se han importado 4.504 GWh de EDF, lo que implica una utilización del contrato del

93,5%, y se han exportado 152 GWh a Andorra (FEDA) y 483 GWh a Marruecos (ONE).

Por su parte, como consecuencia de los contratos suscritos por los agentes y de la actuación directa de agentes externos en el mercado de producción, en el año 1998 se han importado 85 GWh y se han exportado 569 GWh, resultando un saldo exportador de 484 GWh.

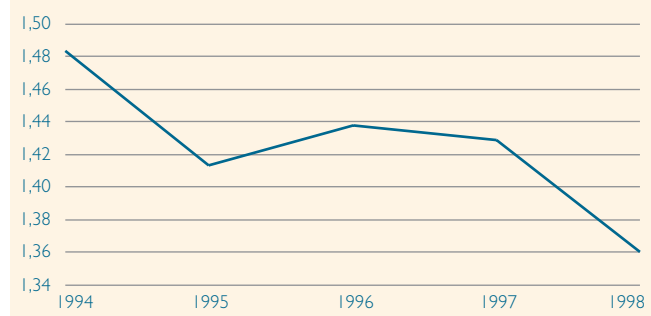
En relación a la red de transporte es importante destacar la alta calidad de servicio ofrecida por la misma, evaluada en base a las interrupciones del suministro debidas a incidencias en dicha red y a la disponibilidad de las instalaciones que la componen.



Durante el año 1998, el valor del tiempo de interrupción medio ha sido de 0,62 minutos, cuyo origen principal han sido las pérdidas de mercado registradas en los meses de mayo, julio y octubre, que supusieron un valor de energía no suministrada de 173 MWh.

La tasa de disponibilidad de las líneas de RED ELÉCTRICA durante el año 1998 ha alcanzado el 97,4%, casi un punto por encima de la disponibilidad registrada en el año 1997. La práctica totalidad de las indisponibilidades que se produjeron fueron programadas.

Pérdidas en la red de transporte de energía eléctrica (%)



La relación entre las pérdidas de la red de transporte y la demanda en b.c. ha sido del 1,36%, valor inferior al de 1997 pese a que las pérdidas en valor absoluto sufrieron un incremento de 38 GWh, alcanzando los 2.359 GWh en 1998.

Capítulo 3

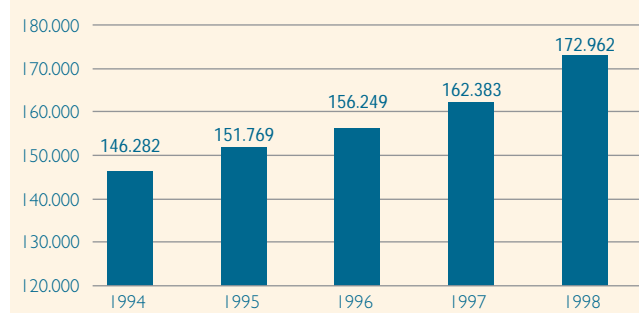
Demanda de energía eléctrica

La demanda de energía eléctrica peninsular en b.c. durante 1998 fue de 172.962 GWh, lo que ha supuesto un crecimiento del 6,5% respecto al año anterior, más de dos puntos y medio por encima del incremento que se registró en 1997.

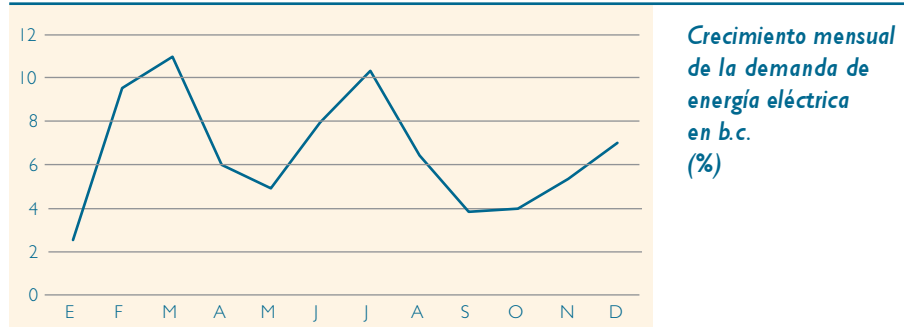
Este crecimiento, consecuencia de la buena situación económica por la que atraviesa el país, no se producía desde hace 19 años, y es tanto más destacable en la medida que se produce en un escenario de incremento sostenido de la demanda del 4,3% en media anual desde 1994.

3.1 Comportamiento de la demanda de energía eléctrica

Demanda de energía eléctrica en b.c. del sistema peninsular (GWh)



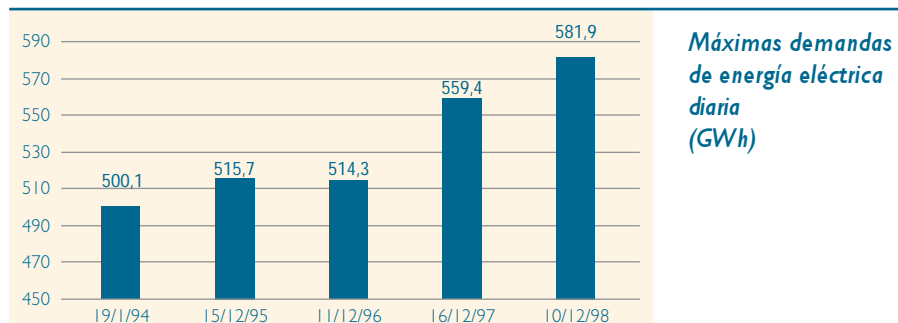
El crecimiento mensual de la demanda a lo largo de 1998 no ha sido homogéneo, ya que si bien durante todos los meses del año se han registrado crecimientos positivos respecto al mismo mes del año anterior, éstos han variado entre un mínimo del 2,5% experimentado en enero y un máximo del 11% correspondiente a marzo. Este último incremento ha sido debido, en parte, al efecto laboralidad consecuencia del desplazamiento en 1998 de las fiestas de Semana Santa al mes de abril.



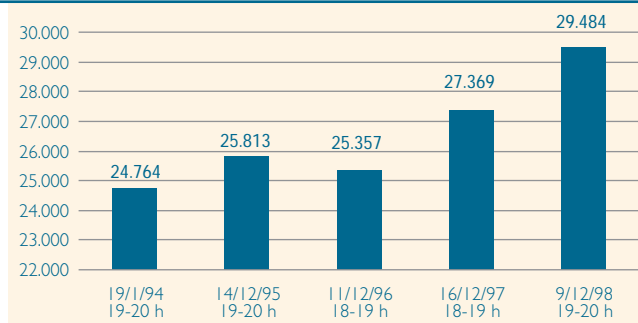
La máxima demanda mensual se registró en el mes de diciembre con 15.957 GWh, lo que supone un nuevo récord histórico. Anteriormente, en los meses de enero y julio, ya se habían registrado igualmente nuevos valores máximos de demanda mensual.

Es especialmente significativo que durante el mes de julio se haya alcanzado un récord histórico de demanda y que sea este mes el segundo de mayor demanda del año después de diciembre, lo que refleja el progresivo incremento del peso específico de la utilización de aparatos de aire acondicionado en la demanda.

A finales del mes de noviembre y principios del de diciembre de 1998 se batieron en repetidas ocasiones las cifras históricas de demanda de energía diaria y de demanda de energía horaria. Finalmente, la máxima demanda diaria se registró el día 10 de diciembre con 581,9 GWh, un 4% por encima de la máxima demanda diaria del año anterior, mientras que la máxima demanda de potencia media horaria se alcanzó el día 9 de diciembre, entre las 19 y las 20 horas, con 29.484 MW, cifra superior en más de 2.000 MW al valor máximo alcanzado en 1997.



Máximas demandas de potencia media horaria (MW)



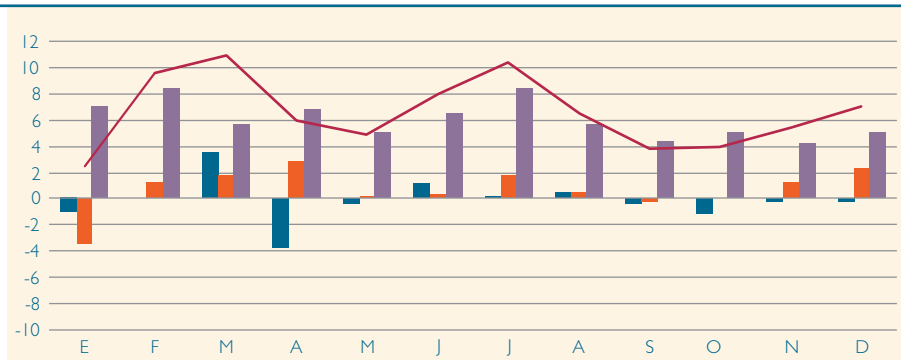
El alto crecimiento de la demanda de energía eléctrica en el año 1998 ha sido explicado en su mayor parte por el buen comportamiento de la economía. A este factor se ha añadido el efecto positivo sobre la demanda de las temperaturas registradas, más frías en invierno y más cálidas en verano que el año anterior. El detalle del crecimiento por efectos es el siguiente:

- **Efecto temperatura:** en el conjunto del año 1998, las temperaturas registradas han favorecido la evolución de la demanda, aportando 0,7 puntos a su crecimiento. Con excepción de los meses de enero y septiembre, los meses de invierno, primavera y otoño registraron temperaturas más frías y los de verano más calurosas que el año anterior, incrementando la demanda para calefacción y aire acondicionado en estos períodos. Destacan los efectos de las temperaturas en los meses de abril, diciembre, julio y marzo, que explicaron el 2,9%, 2,3%, 1,9% y 1,8%, respectivamente, de los incrementos de demanda correspondiente a dichos meses.
- **Efecto laboralidad:** la distribución de los días festivos en el calendario con respecto al año anterior ha influido negativamente sobre el crecimiento de la demanda, reduciéndola en 0,2 puntos.
- **Efecto actividad económica:** el buen comportamiento de la economía durante el año 1998 ha explicado más del 90% del crecimiento de la demanda de energía eléctrica. En el conjunto del año la actividad económica tuvo una aportación positiva sobre el crecimiento de la demanda de 6 puntos, el más elevado de toda la década, superando en 0,6 puntos al registrado en 1997.

3.2 Factores explicativos del crecimiento de la demanda de energía eléctrica

Componentes del crecimiento de la demanda mensual (%)

■ Laboralidad
 ■ Temperatura
 ■ Actividad económica
 — Δ Demanda



La distribución del crecimiento de demanda por actividad económica no ha sido uniforme a lo largo del año ya que, si bien todos los meses del año han registrado crecimientos superiores al 4%, la mayor parte del crecimiento total se concentró en los primeros siete meses del año, con un máximo en el mes de julio del 8,4%. Por el contrario, en los últimos cinco meses del año se produjo una ligera desaceleración en el ritmo de crecimiento que condujo a tasas siempre por debajo del promedio anual del 6%, lo que pudiera constituir un síntoma de agotamiento del ciclo económico.

	GWh	% 98/97
Demanda en b.c.	172.962	6,5
Componentes (1)		
Efecto laboralidad		-0,2
Efecto temperatura (2)		0,7
Efecto actividad económica y otros		6,0

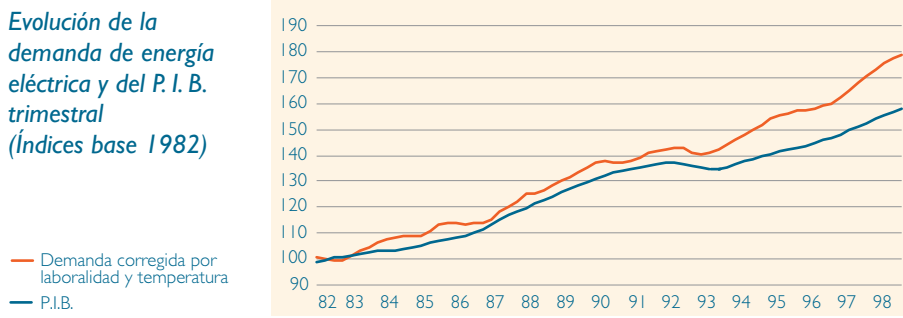
Desglose de la variación de la demanda en b.c.

(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.

La evolución de la demanda de energía eléctrica debida a la actividad económica está fuertemente correlacionada con la variación del Producto Interior Bruto (P.I.B.), si bien parece que esta correlación se va debilitando a partir de 1992.

Hasta dicho año las tasas anuales de crecimiento de la demanda de electricidad eran muy semejantes a las tasas de crecimiento del P.I.B.. Sin embargo, desde la crisis económica de los años 1992 y 1993, la demanda de energía eléctrica viene mostrando un crecimiento progresivamente más acentuado que el P.I.B., hasta el punto que en el año 1998 la demanda de energía eléctrica creció 2,7 puntos más que el P.I.B..

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



Este comportamiento puede tener su origen en las altas tasas de crecimiento que en los últimos años está mostrando el sector industrial, dado que este sector tiene más peso en la demanda de energía eléctrica que en la determinación del P.I.B.

4.1 Equipo generador instalado

En el mes de octubre de 1998 se ha dado de baja la central hidráulica Juan de Urrutia con objeto de construir una nueva central, reduciéndose la potencia instalada del sistema peninsular en 80,4 MW. Aunque no ha habido altas de equipo durante el año, este descenso de capacidad instalada se ha visto parcialmente compensado por el incremento en 51,6 MW de la potencia de las centrales nucleares de Cofrentes, Garoña y Ascó II.

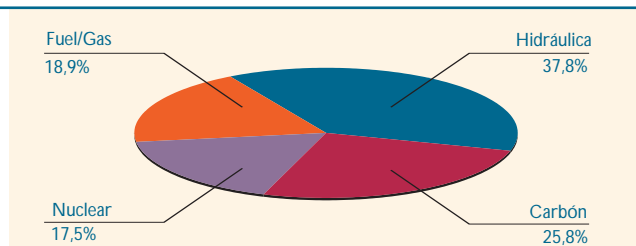
Como consecuencia de todo lo anterior, la potencia instalada en el sistema peninsular correspondiente a las centrales incluidas en el régimen ordinario de generación ascendía, a 31 de diciembre de 1998, a 43.522 MW, lo que supone una disminución neta de 28,8 MW respecto a la potencia instalada a finales de 1997.

Grupo	Tipo	Fecha	Potencia (MW)
Altas:			
Cofrentes(*)	Nuclear	abr-98	35,4
Garoña (*)	Nuclear	feb-98	6,0
Ascó II (*)	Nuclear	jun-98	10,2
Bajas:			
Juan de Urrutia	Hidráulica	oct-98	80,4

Altas y bajas en el equipo generador

(*) Ampliación de potencia

Potencia instalada por tipo de central

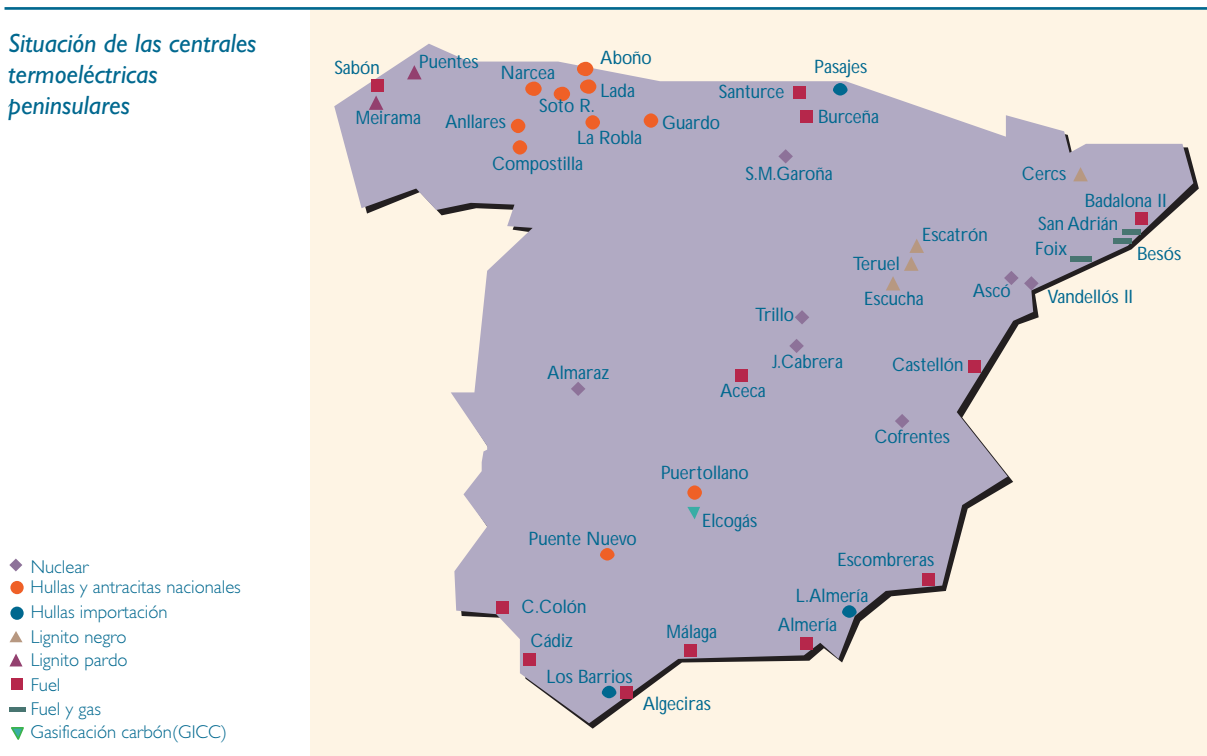


El parque de generación peninsular presenta un alto grado de diversificación por fuentes energéticas, siendo su capacidad instalada de generación, sin incluir la de los productores en régimen especial, un 47,6% superior a la demanda punta del sistema, aunque hay que tener en cuenta que la capacidad efectiva varía en función de la hidráulicidad, debido a la aleatoriedad de las precipitaciones.

4.2 Comportamiento del equipo generador

Desde el 1 de enero de 1998, el funcionamiento del equipo generador se desarrolla en un entorno de libre competencia, que se concreta en la presentación de ofertas al mercado de producción por parte de los agentes propietarios de las centrales. Se ha abandonado, por tanto, el modelo anterior de despacho de generación centralizado basado en la optimización teórica de los costes variables de funcionamiento de las centrales.

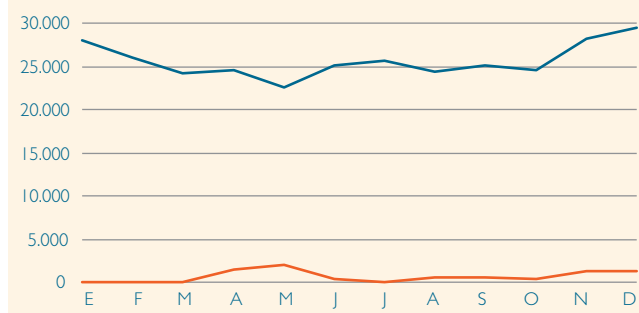
Situación de las centrales termoeléctricas peninsulares



En este nuevo modelo de mercado, los programas de mantenimiento y revisión del equipo generador son determinados por los agentes propietarios de las centrales, bajo la supervisión del operador del sistema, que debe garantizar unos índices eficaces y homogéneos de la cobertura de potencia.

Potencia en revisión anual en horas de máxima demanda (MW)

— Punta máxima potencia media horaria mensual
 — Potencia simultánea indisponible revisión anual

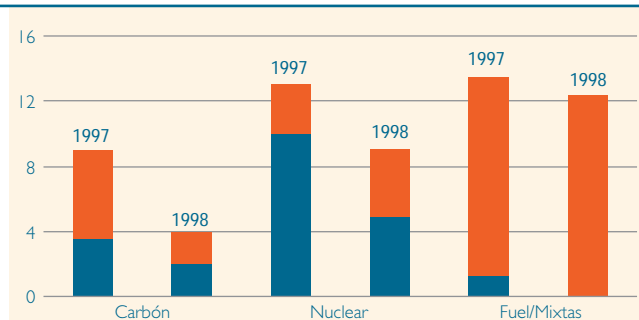


En el primer año de vigencia del nuevo modelo regulatorio, la distribución durante el año de la potencia simultánea en situación de revisión anual ha sido muy similar a la de años anteriores, registrándose en los meses de invierno, los de mayor demanda, la relación mínima entre la potencia simultánea en revisión y la punta máxima de potencia.

La disponibilidad del equipo térmico durante el año 1998 se ha mantenido en niveles altos, y tanto los grupos de carbón como los nucleares, los de fuel y mixtos han mejorado sus índices respecto a los registrados en 1997.

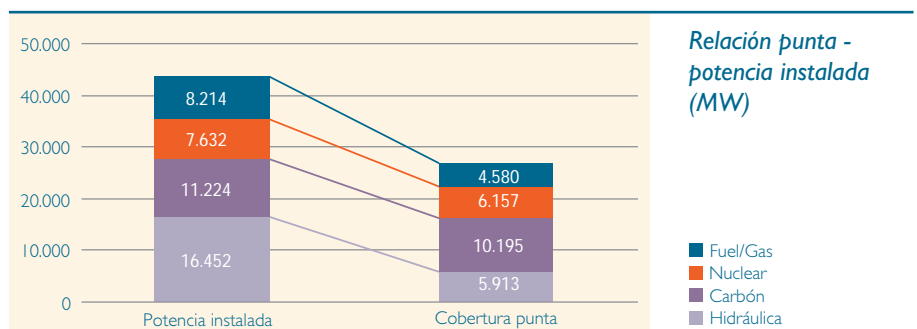
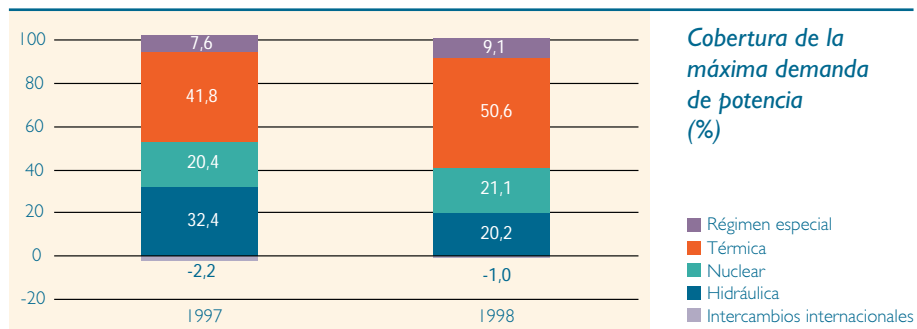
Indisponibilidad de centrales térmicas (%)

■ Averías y otras causas
 ■ Revisión anual



La máxima demanda de potencia del año se cubrió con una producción neta del equipo generador perteneciente al régimen ordinario de 27.104 MW y una aportación neta del régimen especial más intercambios internacionales de 2.380 MW, siendo en la hora de máxima demanda el saldo de los intercambios internacionales exportador en 291 MW.

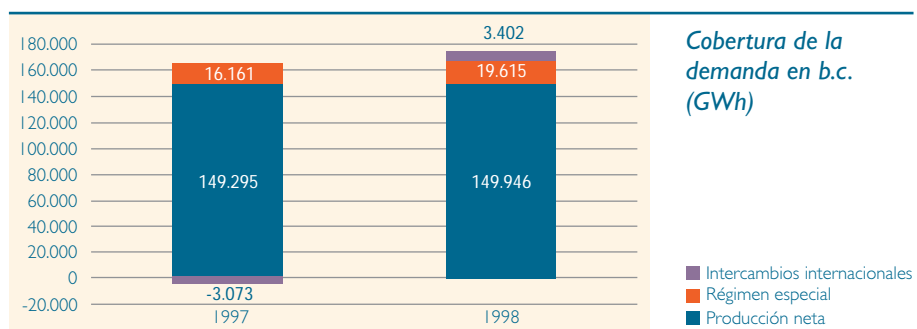
La flexibilidad que proporciona el equipamiento actual del sistema peninsular continúa permitiendo una cobertura holgada de las demandas máximas, si bien la relación entre la potencia instalada de las centrales del régimen ordinario y la máxima demanda horaria continúa disminuyendo, alcanzando en 1998 el 47,6%, once puntos menos que la del año anterior.



4.3 Balance de energía eléctrica

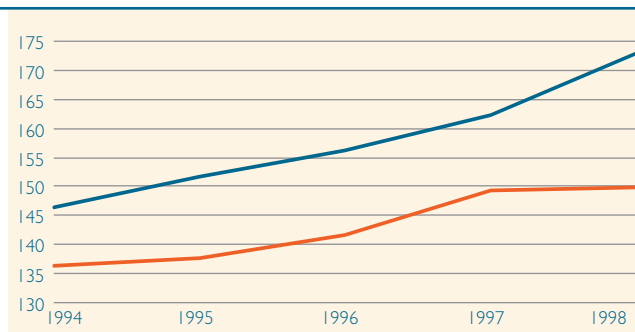
La demanda de energía eléctrica en b.c. del sistema peninsular durante el año 1998 ascendió a 172.962 GWh, lo que supone un crecimiento del 6,5% respecto al año anterior.

La cobertura de esta demanda se ha realizado con producción procedente de las centrales pertenecientes al régimen ordinario, que han aportado el 86,7% de la demanda, con energía adquirida al régimen especial de generación, que ha contribuido con el 11,3%, y con el saldo importador de energía, que ha cubierto el 2% restante.



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

— Demanda (b.c.)
— Producción neta
régimen ordinario

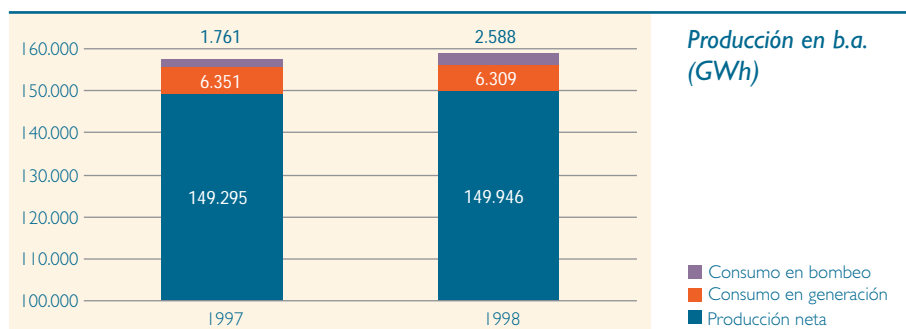
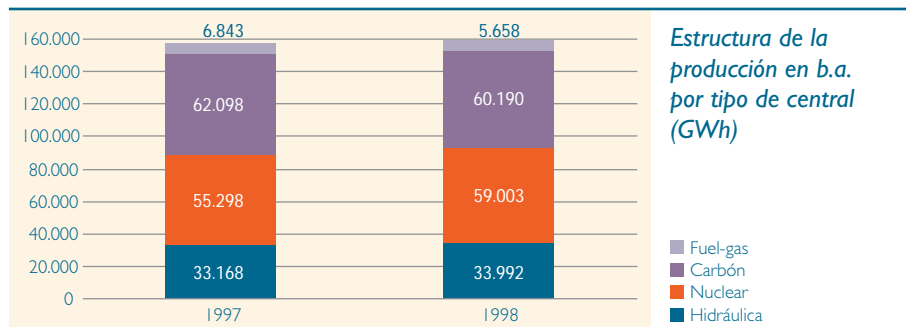


A pesar del fuerte incremento de demanda registrado, el crecimiento de la producción total de las centrales pertenecientes al régimen ordinario ha alcanzado apenas el 0,9%, con una producción de 158.844 GWh, medidos en bombes de alternador.

Esta situación tiene su origen en la explotación del sistema eléctrico efectuada durante 1997. En dicho año el Ministerio de Industria y Energía estableció directrices de política energética relativas al consumo de gas natural y a la reducción a niveles de seguridad de las existencias de carbón CECA de origen nacional en los parques de las centrales térmicas, condición esta última necesaria para el inicio del nuevo modelo competitivo de operación. Estas directrices, junto con la elevada hidraulicidad registrada, originaron un crecimiento de la producción del 6%, superior al de la demanda, que se tradujo en un saldo exportador de los intercambios internacionales de más de 3.000 GWh.

Durante 1998, el incremento de demanda ha sido cubierto en su práctica totalidad por la recuperación del saldo importador de los intercambios internacionales, que en este año ha alcanzado los 3.402 GWh, incrementándose en cerca de 6.500 GWh respecto al año anterior, y con el crecimiento de la energía adquirida a los productores en régimen especial, que se ha incrementado en un 21,4%.

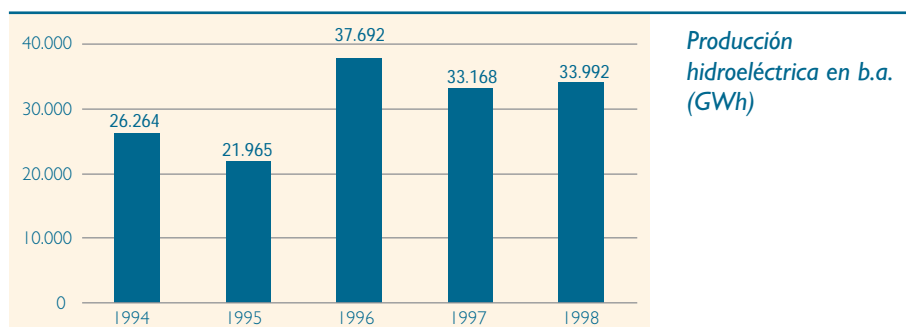
La producción neta de las centrales del régimen ordinario en el año 1998, una vez descontados de la producción en b.a. los consumos propios y los consumos en bombeo, se ha elevado a 149.946 GWh, un 0,4% superior a la del año anterior. Esta tasa de crecimiento es menor que la de la producción bruta como consecuencia del aumento de los consumos en bombeo, que se han incrementado en un 47,0% respecto al año anterior, alcanzando los 2.588 GWh.



4.4 Producción de las centrales hidroeléctricas

La producción hidroeléctrica con aportaciones naturales y gestión de reservas fue de 32.370 GWh y la generación con bombeo de ciclo cerrado fue de 1.622 GWh, resultando una producción hidroeléctrica total de 33.992 GWh, con un crecimiento del 2,5% respecto al año anterior. Esta cifra representa una participación de la generación de origen hidráulico en la producción total en b.a. del 21,4%, prácticamente igual a la del año anterior.

El 44,9% de la producción hidroeléctrica peninsular del año 1998 se ha concentrado en 16 centrales con generaciones superiores a los 500 GWh.



<i>Centrales hidroeléctricas con producción mayor de 500 GWh</i>	Central	GWh	%
		Aldeadávila	2.499
	Villarino	1.736	5,1
	J.M.Oriol	1.668	4,9
	San Esteban	1.072	3,2
	Saucelle	950	2,8
	Cedillo	814	2,4
	Belesar	742	2,2
	Castro	715	2,1
	Puente Bibey	713	2,1
	Aldeadávila II	700	2,1
	Ricobayo	687	2,0
	Villalcampo	632	1,9
	Mequinenza	632	1,9
	Ribarroja	603	1,8
	Los Peares	567	1,7
	Valdecañas	542	1,6
	Total > 500 GWh	15.271	44,9
	Total hidroeléctrica	33.992	100,0

En términos generales 1998 puede considerarse como un año ligeramente seco desde el punto de vista hidrológico, situándose el producible hidroeléctrico en 27.162 GWh, un 91% de su valor histórico medio, con una probabilidad de ser superado del 67%. El 96,4% de este producible se ha concentrado en cuatro cuencas hidrográficas.

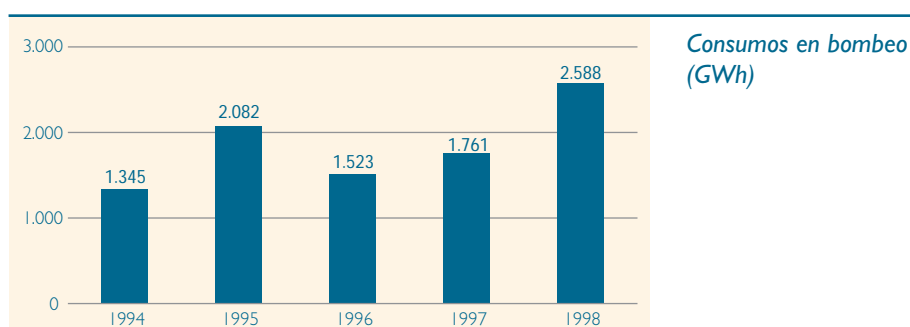
<i>Energía producible por cuencas (GWh)</i>	Cuenca	1998	%
		Norte	8.029
	Duero	7.542	27,8
	Ebro-Pirineo	6.647	24,5
	Tajo-Júcar-Segura	3.976	14,6
	Resto	967	3,6
	Total	27.162	100,0

<i>Energía producible hidroeléctrica</i>	Año	GWh	Índice	Probabilidad de ser superado
		1994	24.212	0,80
	1995	21.792	0,72	88%
	1996	39.434	1,30	14%
	1997	35.726	1,19	22%
	1998	27.162	0,91	67%

A pesar de este valor del producible hidroeléctrico, muy inferior al del año anterior, la producción hidroeléctrica del año 1998 ha superado a la de 1997, señal de la mayor utilización de las reservas de los embalses durante 1998, primer año en el que la asignación de la generación se ha realizado con criterios de competencia. Esta situación ha dado lugar a una notable reducción de las reservas hidroeléctricas, equivalente a 5.175 GWh, con lo que el nivel de llenado de los embalses de aprovechamiento hidroeléctrico ha finalizado el año al 49% de su capacidad, 26 puntos por debajo del año anterior.

	Capacidad máxima	Reservas a 31-12-97	Reservas a 31-12-98	Reservas a 31-12-98 sobre capacidad	Reservas hidroeléctricas (GWh)
Anuales	8.164	6.486	3.355	41%	
Hiperanuales	9.544	7.387	5.343	56%	
Conjunto	17.709	13.873	8.698	49%	

Los consumos en bombeo durante el año 1998 ascendieron a 2.588 GWh, un 47% por encima del año anterior. Este importante crecimiento tiene su origen en la implantación del nuevo mercado de producción de energía eléctrica, que permite a las empresas propietarias de centrales de bombeo beneficiarse del ciclo de turbinación-bombeo, aprovechando el margen que proporciona la diferencia entre el precio de compra (horas valle) y el precio de venta (horas punta).

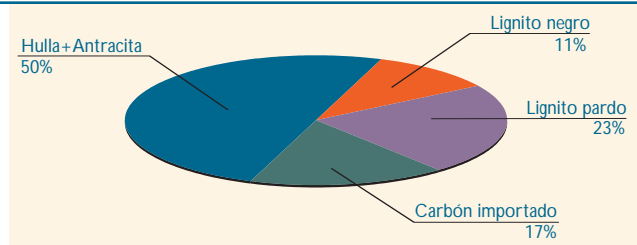


4.5 Producción de las centrales térmicas de carbón

Las centrales térmicas de carbón pertenecientes al régimen ordinario han producido 60.190 GWh, un 3,1% menos que en el año anterior, aportando un 37,9% de la producción total en b.a de 1998. Esta tasa de crecimiento negativa se debe a la comparación con 1997, año en el que la producción fue muy elevada, consecuencia de la aplicación del objetivo de política energética de reducir las existencias

de carbón nacional a un límite fijado por la Administración, con vistas a la adaptación del sector eléctrico al nuevo entorno regulatorio.

Estructura de producción por tipo de central

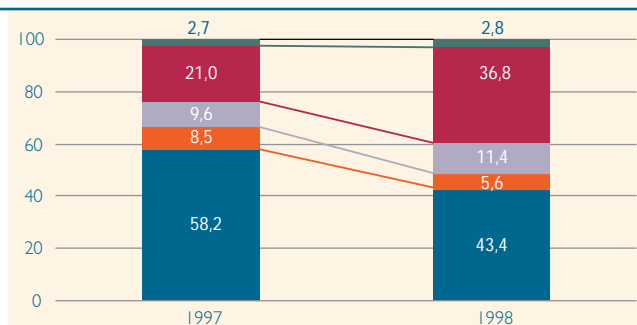


Consecuencia de la política anterior, los incrementos de producción de los diferentes tipos de central térmica han sido así mismo desiguales, de forma que mientras que las centrales de carbón de importación casi han cuadruplicado su producción respecto al año anterior y las centrales de lignito pardo la han incrementado en un 22,6%, los grupos de hulla y antracita así como las de lignito negro han reducido su producción en un 19,5% y un 40,4%, respectivamente.

En consonancia con lo anterior, la estructura de producción por tipo de central ha variado notablemente respecto al año anterior. Las centrales de hulla y antracita han generado en 1998 el 49,9% de la producción total de las centrales de carbón, diez puntos menos que su aportación en el año anterior, mientras que las centrales de carbón de importación, cuya aportación en 1997 fue de apenas el 5%, han contribuido en 1998 con el 16,6%.

Estructura de la producción por tipo de combustible de las centrales de carbón (%)

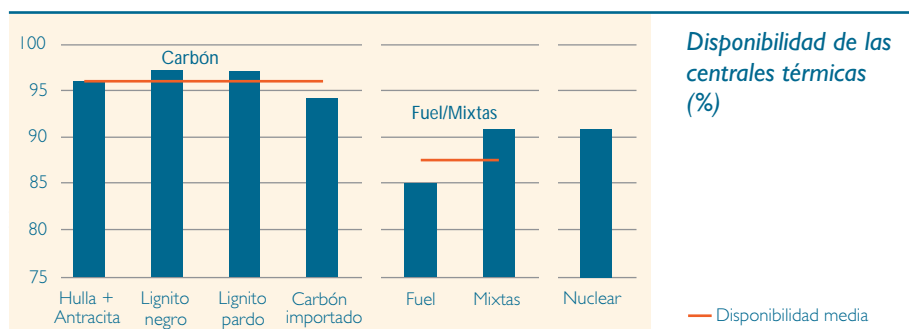
- Combustible de apoyo
- Carbón de importación
- Lignito pardo
- Lignito negro
- Hulla y antracita



En cuanto a la distribución de la producción por tipo de combustible, es decir sin considerar las mezclas de combustible que se emplean en las centrales, la aplicación en 1997 del objetivo de política energética anteriormente señalado ha ocasionado importantes variaciones en el año 1998. La producción con carbón na-

cional se ha reducido en un 23,2% respecto al año anterior y ha aportado el 60,4% del total de producción con centrales de carbón, 16 puntos menos que en 1997. Por su parte, la producción con carbón de importación se ha incrementado en un 69,5% y ha generado el 36,8% de la producción total, muy por encima del 21% con que participó en 1997.

La disponibilidad media del equipo fue del 96%, 3 puntos superior a la del año anterior, y el factor de utilización del equipo acoplado alcanzó el 83,8%, más de 6 puntos por debajo del valor registrado en 1997.



4.6 Producción de las centrales térmicas de fuel y mixtas

En 1998 los grupos de fuel y mixtos produjeron 5.658 GWh, un 17,3% menos que en el año anterior, lo que supone una aportación a la producción total en b.a del año del 3,6%.

Este descenso de producción es consecuencia de la notable disminución de la producción con gas natural respecto al año anterior, en el que el consumo de este combustible fue muy elevado en aplicación de un objetivo de política energética fijado por la Administración, como respaldo a los contratos "take or pay" suscritos por las empresas eléctricas con ENAGAS.

De esta forma, los grupos mixtos produjeron 3.613 GWh, un 46,2% menos que en el año anterior, mientras que los grupos de fuel, que en 1997 estuvieron prácticamente inutilizados, compensaron parcialmente la menor utilización del gas natural aportando 2.045 GWh.

La disponibilidad conjunta de las centrales de fuel y mixtas fue del 87,6%, más de seis puntos superior a la del año anterior, y el factor de utilización del equipo

acoplado se situó en el 54,4%, más de cuatro puntos por debajo del valor de 1997.

Las centrales nucleares han aportado en 1998 el 37,1% de la producción total en b.a., 2 puntos más que en el año anterior, con una generación de 59.003 GWh b.a., superior en un 6,7% a la de 1997. Este incremento de la producción nuclear tiene su origen en la reducción de la tasa de indisponibilidad programada respecto a 1997, año en el que se incrementaron las paradas programadas por revisión anual para reducir la producción nuclear y favorecer la mayor utilización de las centrales de carbón nacional, en aplicación del objetivo de política energética anteriormente señalado.

La disponibilidad del parque nuclear ha alcanzado el 90,9%, mejorando en casi 4 puntos la del año anterior como consecuencia de la reducción de la indisponibilidad programada, que en 1998 ha sido del 4,9%, la mitad que en el año anterior.

Por su parte, el factor de utilización del equipo nuclear acoplado ha alcanzado en 1998 el 96,9%, más de dos puntos por encima del registrado el año anterior, mientras que el factor de carga se ha situado en el 88%.

4.7 Producción de las centrales nucleares

Capítulo 5

Operación del sistema

La finalidad de la operación del sistema es garantizar la continuidad y seguridad del suministro eléctrico y la correcta coordinación del sistema de producción y 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 mismo día de operación.
- **Mercados de operación:** contempla todas las actuaciones necesarias para garantizar la viabilidad técnica de los programas resultantes de los mercados y la disponibilidad de los servicios complementarios requeridos para la operación segura y fiable del sistema.
- **Operación en tiempo real:** incluye el seguimiento y la toma de decisiones sobre las variables eléctricas del sistema necesarias para mantener el equilibrio producción-demanda.
- **Actuaciones posteriores al mercado:** incluyen el tratamiento de las medidas y la elaboración de estadísticas y análisis de la operación del sistema.



5.1 Actuaciones a medio y corto plazo

Las actividades a medio y corto plazo están encaminadas a prever el posible funcionamiento del sistema y a estrechar el margen de actuación y de deriva del sistema a medida que se aproxima el tiempo real. Con la periodicidad necesaria, RED ELÉCTRICA facilita a los agentes la información que elabora como consecuencia de estas actuaciones, a fin de facilitar el correcto funcionamiento del mercado.

Previsión de la demanda, su cobertura y análisis de garantía

La previsión de la demanda conjunta que RED ELÉCTRICA realiza y publica cada hora sirve a los agentes de referencia en la formulación de sus ofertas en el mercado de producción.

La cobertura de la demanda de energía y potencia del sistema eléctrico peninsular, en las debidas condiciones de calidad y fiabilidad, exige la realización periódica de análisis específicos con diferentes horizontes (anual, mensual y diario).

Confirmación del mantenimiento de los grupos generadores

Aunque las revisiones de los grupos de generación son planificadas por sus propietarios, RED ELÉCTRICA debe analizar su compatibilidad con la continuidad del suministro en energía y en potencia. Esta información se actualiza mensualmente.

Coordinación del mantenimiento de la red de transporte

El mantenimiento de los elementos que componen la red de transporte corresponde a las empresas propietarias de los mismos. Sin embargo, la importante repercusión que estas tareas tienen sobre la seguridad del sistema obligan a RED

ELÉCTRICA a analizar la compatibilidad de los planes de los transportistas entre sí y a adecuarlos a las condiciones de demanda, a los planes de revisión de los grupos generadores y a las circunstancias previsibles de operación. Para ello se elaboran Planes de Descargos de la red de transporte: horizonte anual, con desglose semanal y revisados cada dos meses, y horizonte quincenal, con desglose diario y revisados cada semana.

Cálculo de la capacidad comercial de las interconexiones internacionales

La capacidad comercial disponible en las interconexiones internacionales depende de la situación prevista o real, en su caso, 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, esta última se actualiza y publica diariamente. Además, ante cualquier acontecimiento que conlleve una modificación importante de la topología de la red o de la estructura de la generación, se efectúa un nuevo cálculo, que se hace público de forma inmediata.

Planes de apoyo a la operación

RED ELÉCTRICA, en colaboración con los agentes, es responsable de un conjunto de planes cuyo objetivo genérico es facilitar la toma de decisiones en la operación en tiempo real. A lo largo de 1998, RED ELÉCTRICA ha abordado la revisión de los planes existentes y su adaptación al nuevo mercado eléctrico.

a) Planes de salvaguarda de operación

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 a 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.

c) Planes de reposición del servicio

Contemplan la posibilidad de faltas de suministro de distinto alcance y los medios de reposición que deben ser empleados, así como su secuencia de utilización para devolver el suministro de forma segura y estable.

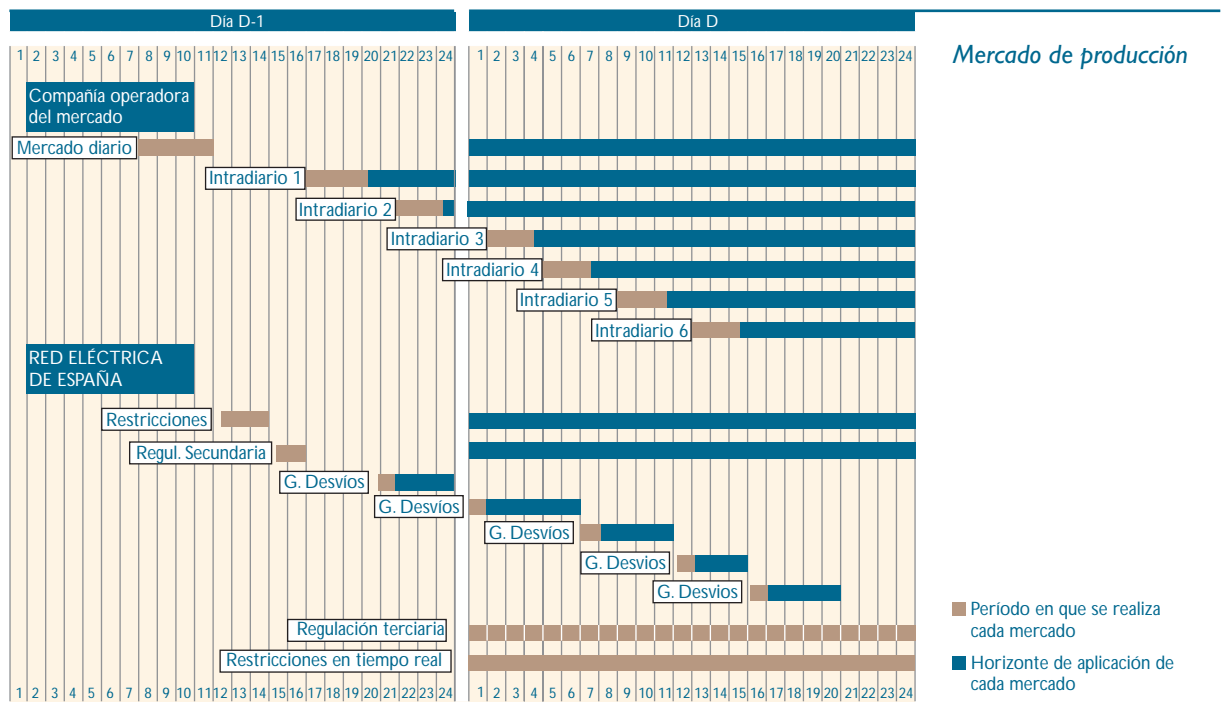
5.2 Mercados de operación

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. 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 como son los contratos bilaterales y la producción en régimen especial, lo envía a RED ELÉCTRICA para su análisis desde el punto de vista de seguridad del suministro.
- Una vez solucionadas las restricciones técnicas, RED ELÉCTRICA 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 por RED ELÉCTRICA 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 por RED ELÉCTRICA o averías en generadores. En función del volumen de energía y la duración prevista del desajuste, RED ELÉCTRICA recurre a las ofertas de energía de regulación terciaria o bien 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.

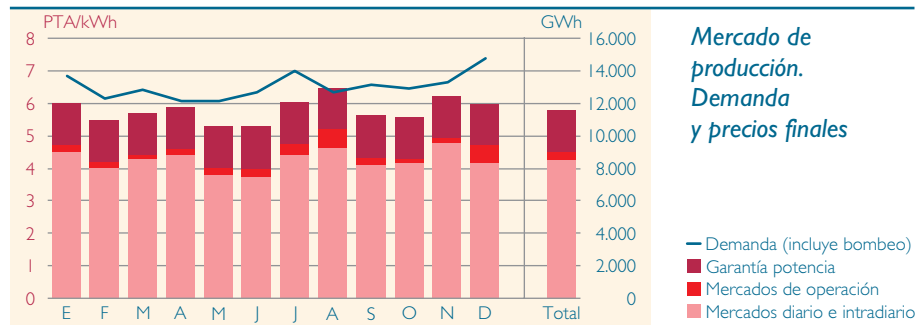


RED ELÉCTRICA ha desarrollado una herramienta informática específica para realizar las tareas de información y gestión de los procesos relacionados con el mercado eléctrico: el Sistema de Información del Operador del Sistema (SIOS).

El mercado de producción en 1998

En 1998, la demanda en el mercado de producción alcanzó 156.548 GWh, resultando un precio final de 5,80 PTA/kWh. El precio medio mensual máximo, 6,47

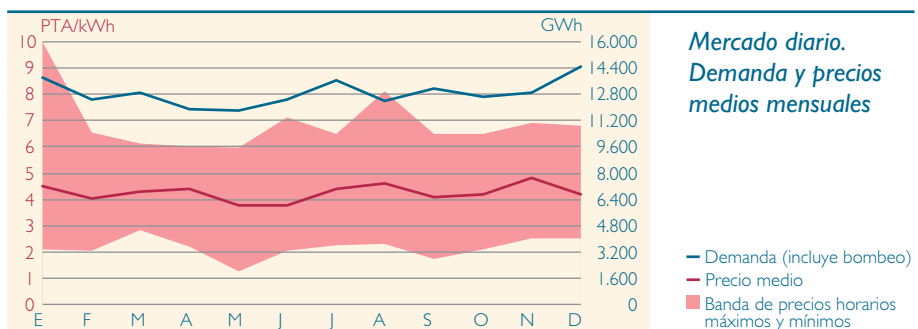
PTA/kWh, se registró en agosto y el precio mínimo, 5,28 PTA/kWh, en junio. Los valores extremos de energía se produjeron, respectivamente, en diciembre, 14.740 GWh, y en mayo, 12.129 GWh.



Mercados diario e intradiario

En 1998, la demanda en el mercado diario fue 154.456 GWh, energía que representa el 98,7% de la demanda del mercado de producción. El precio medio anual se situó en 4,27 PTA/kWh, suponiendo el 73,6% del precio final del mercado.

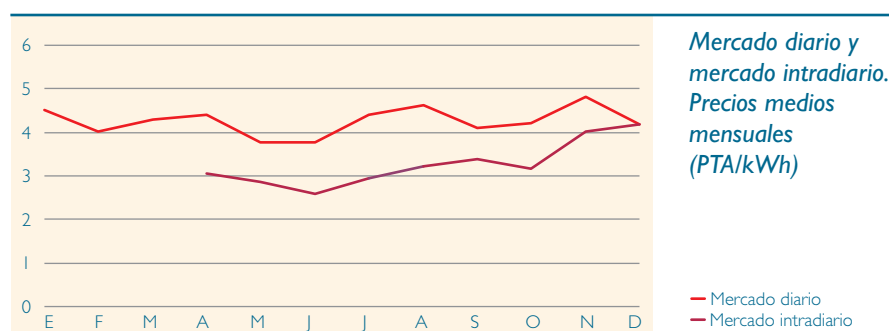
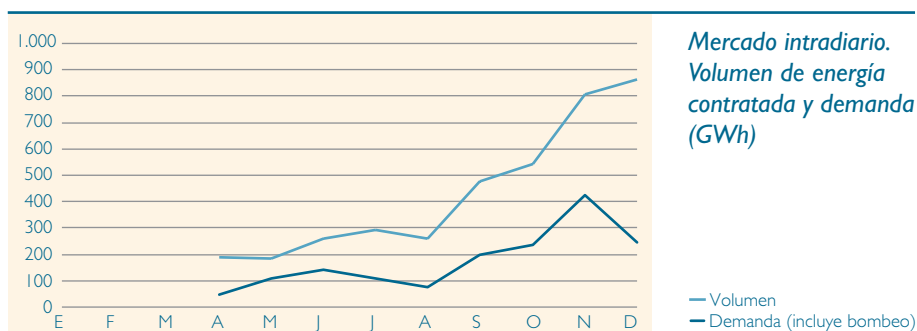
Los precios medios mensuales han permanecido relativamente estables: el mayor precio medio se alcanzó en noviembre, 4,81 PTA/kWh, y el menor en junio, 3,77 PTA/kWh. Por el contrario, los precios horarios han registrado una importante variación: máximos alrededor de las 7 PTA/kWh y mínimos en el entorno de las 2 PTA/kWh.



El mercado intradiario fue introducido en abril por RED ELÉCTRICA y desde julio es gestionado por el operador del mercado. A finales de 1998, el mercado intradiario contaba con 5 sesiones diarias, que se han ampliado a 6 en 1999.

Su carácter de mercado de ajustes queda de manifiesto por el relativamente escaso volumen de energía que a él acude y por el peso preponderante que tienen las ofertas motivadas por el deseo de los generadores de modificar los programas de producción de sus centrales: el volumen de energía gestionado en 1998 ascendió a 3.876 GWh, cifra de la que el 25% correspondió a un aumento neto de demanda y un 16% a demanda de bombeo.

Inicialmente, los precios en el mercado intradiario se situaron claramente por debajo de los del mercado diario para ir subiendo progresivamente y, en diciembre, casi igualarse ambos precios. Los menores precios del mercado intradiario han propiciado la participación de la demanda proveniente, principalmente, del bombeo y comercializadores.



Mercados de operación

Bajo el concepto de mercados de operación se agrupan un conjunto de mecanismos de carácter competitivo que complementan el mercado de producción que son gestionados por RED ELÉCTRICA como responsable de la operación del sistema:

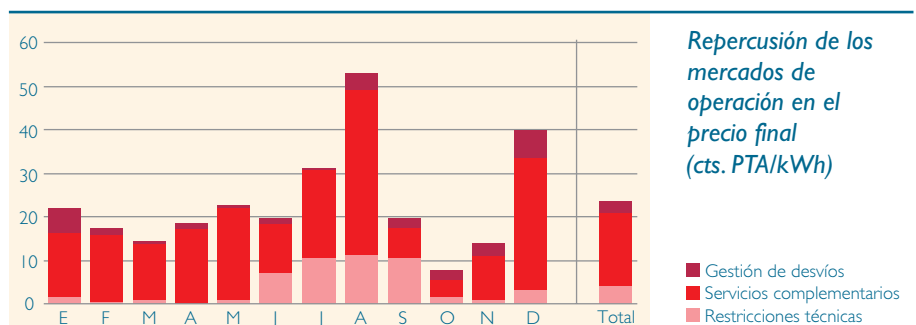
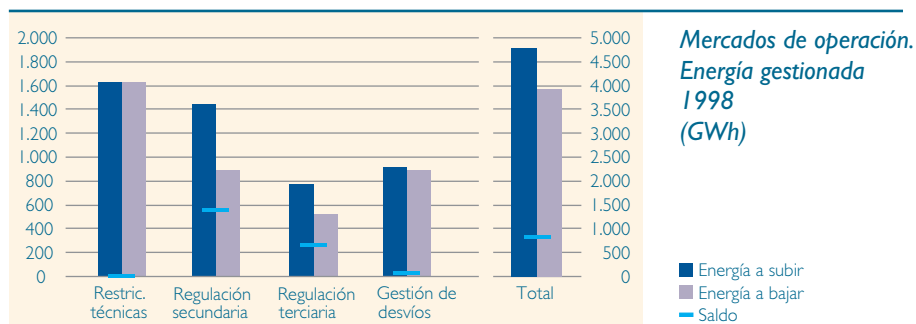
- I. Restricciones técnicas: identificación y resolución de restricciones.

2. Servicios complementarios: evaluación, asignación y prestación de un conjunto de servicios relacionados, principalmente, con la regulación del sistema.
3. Gestión de desvíos: eventualmente, cuantificación y resolución de los desvíos que se pueden presentar entre generación y consumo.

La energía gestionada en el conjunto de mercados de operación fue 8.715 GWh.

En términos económicos, el conjunto de mercados de operación tiene una incidencia muy reducida sobre el coste del suministro: en 1998, el coste conjunto alcanzó 37.154 MPTA, que representa en términos unitarios 24 cts.PTA/kWh sobre la demanda del mercado, lo que representa un 4% del precio final del mercado de generación y un 2% de la facturación a tarifa regulada. Destaca el bajo coste derivado de la resolución de las restricciones, 4 cts.PTA/kWh, correspondiendo el mayor coste a la regulación del sistema, 17 cts.PTA/kWh.

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.



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, RED ELÉCTRICA analiza 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, resuelve las restricciones técnicas suscitadas.

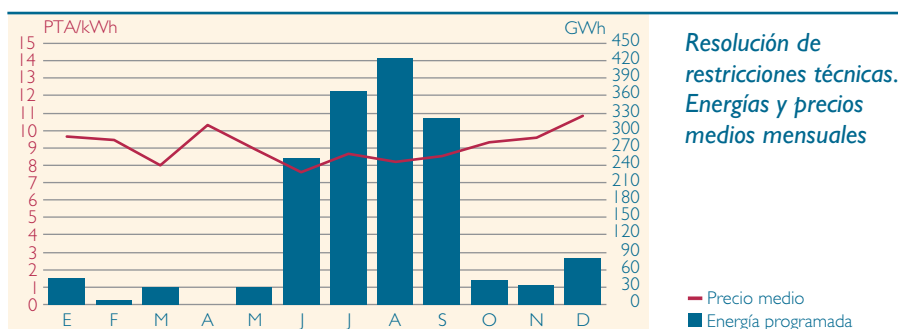
En la mayoría de los casos, la resolución de las restricciones técnicas implica la sustitución de la producción de centrales casadas en los respectivos mercados por la producción de otras centrales ubicadas en las zonas donde se producen las restricciones.

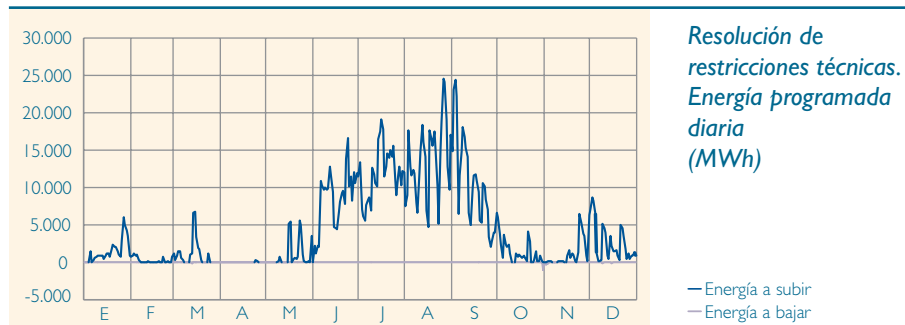
En 1998, la energía programada por resolución de restricciones fue 1.631 GWh, apenas un 1% de la demanda del mercado de producción.

El volumen de energía programada para la resolución de las restricciones técnicas aumentó significativamente en los meses de verano debido, principalmente, al aumento del consumo de potencia reactiva en las zonas andaluza, levante, catalana y centro, derivado del empleo de aparatos de aire acondicionado.

El precio medio de las restricciones se mueve en torno a las 9 PTA/kWh, precio superior al precio del mercado diario al representar incrementos de producción y acoplamiento de generación no casada en dicho mercado. El coste anual ascendió a 6.426 MPTA, importe que supone un coste unitario de 4 cts.PTA/kWh sobre la demanda del mercado.

5.2.1 Resolución de restricciones técnicas





5.2.2 Servicios complementarios Son aquellos servicios 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. La parte de regulación primaria que cada agente generador está obligado a prestar es determinada, con carácter anual, por RED ELÉCTRICA. En el caso de que un generador no pueda prestar la parte de regulación primaria que le corresponda, debe contratar con otros agentes la parte que precise.

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 de las desviaciones de la frecuencia del sistema respecto de los valores programados. Su horizonte temporal de actuación alcanza desde los 20 segundos hasta los 15 minutos.

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).

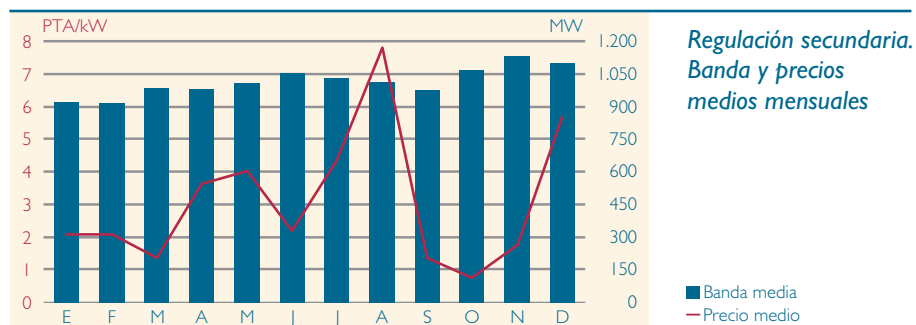
Banda de regulación

Cada día, RED ELÉCTRICA calcula, teniendo en cuenta principalmente la demanda prevista, y publica los requerimientos de reserva de regulación secundaria, tanto a subir como a bajar, para la programación del día siguiente.

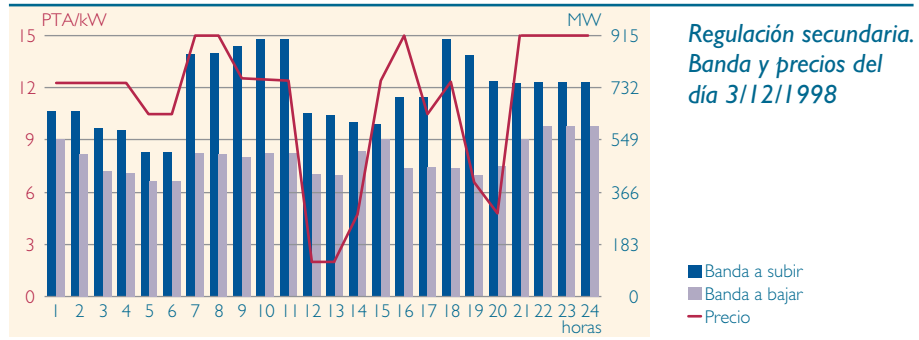
Los productores ofertan una banda de regulación para cada unidad de oferta habilitada para la prestación de este servicio complementario. Se asignan las ofertas, aplicando criterios de mínimo coste, hasta cubrir los requerimientos formándose un precio marginal de banda en cada hora.

En 1998, la banda media de regulación fue 1.014 MW que, generalmente es un 60% a subir y el resto a bajar. El coste anual ascendió a 25.850 MPTA, importe que supone un coste unitario de 17 cts.PTA/kWh sobre la demanda del mercado.

El precio medio anual de la banda ha sido 3,10 PTA/kWh. La baja hidraulicidad registrada a partir de noviembre y los fuertes aumentos de la demanda propiciaron un significativo aumento del precio de la banda.



Las bajas temperaturas y la baja hidraulicidad propiciaron que el 3 de diciembre se produjera un aumento significativo de las necesidades de banda y que su precio se situara varias horas por encima de las 12 PTA/kWh, llegando a alcanzar las 15 PTA/kWh, uno de los precios más altos del año por este concepto.

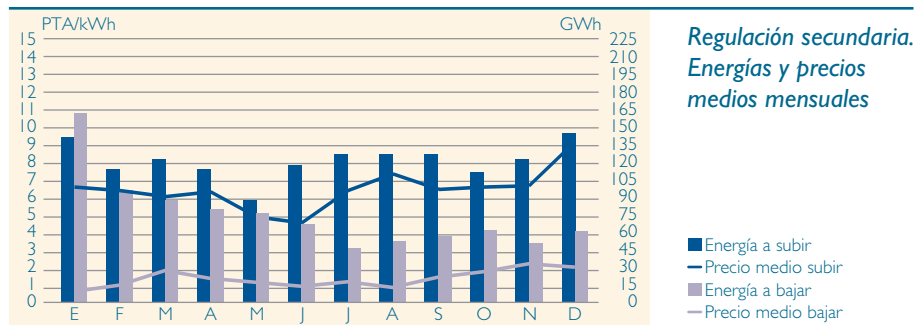


Energía de regulación secundaria

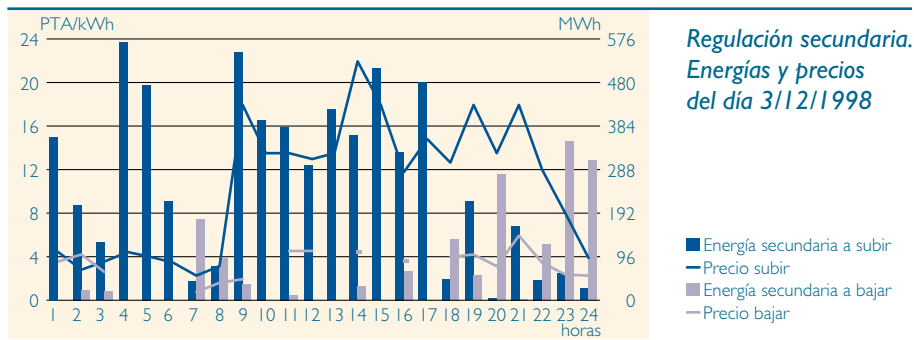
La utilización de la energía secundaria se realiza de forma automática mediante la Regulación Compartida, y de acuerdo con la asignación de banda establecida por RED ELÉCTRICA el día anterior a través del correspondiente mercado.

La energía de regulación secundaria utilizada como consecuencia del seguimiento en tiempo real de los requerimientos de regulación se valora al precio marginal horario de la energía de regulación terciaria.

En 1998, la energía de regulación secundaria a subir fue 1.451 GWh, con un precio medio de 6,45 PTA/kWh, mientras que la energía a bajar fue 893 GWh, con un precio medio de 1,20 PTA/kWh.



El 3 de diciembre, las razones señaladas anteriormente, indujeron una importante utilización de energía de regulación secundaria así como la fijación de precios especialmente elevados, alcanzándose las 22 PTA/kWh.



c) Regulación terciaria

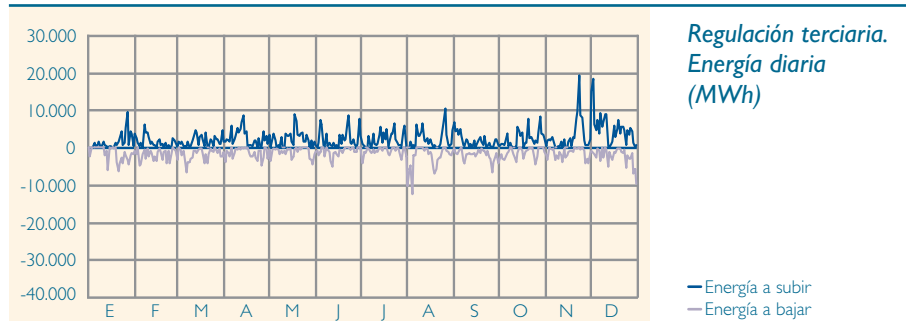
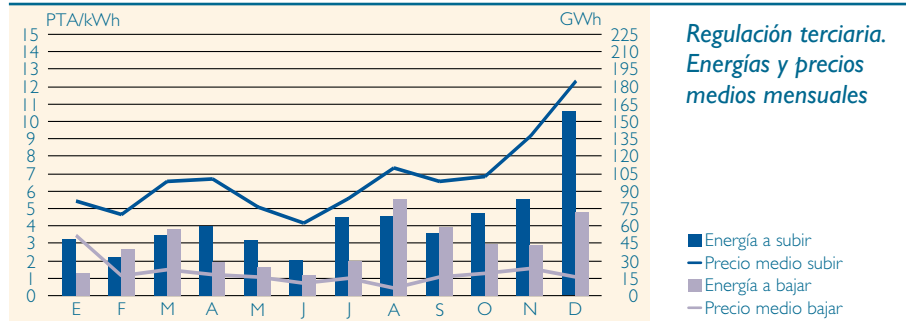
Tiene por objeto la restitución de la reserva de regulación secundaria que haya sido utilizada. Es aportada mediante la actuación manual de subida o bajada de potencia de las centrales de generación o de bombeo que la oferten al menor precio. La reserva terciaria se define como la variación máxima de 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. RED ELÉCTRICA revisa permanentemente su previsión del equilibrio generación-demanda para las siguientes horas y el estado de la reserva de regulación secundaria. En caso de considerarlo necesario, 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.

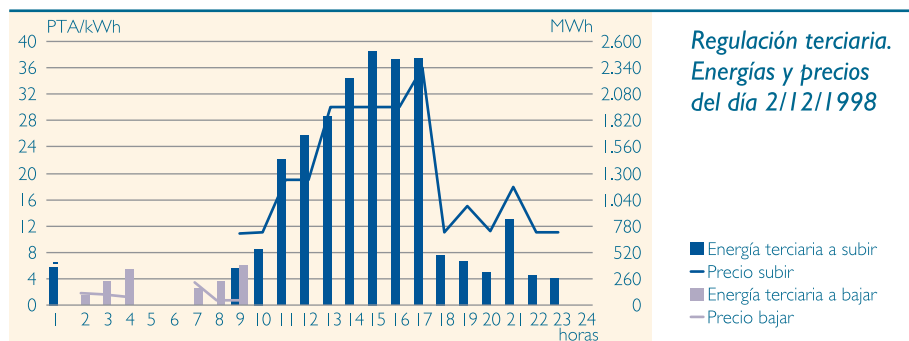
En 1998, la energía de regulación terciaria a subir fue 776 GWh, con un precio medio de 7,70 PTA/kWh, mientras que la energía a bajar fue 517 GWh, con un precio medio de 1,15 PTA/kWh.

Destaca el volumen de energía a subir registrado en diciembre y consecuentemente el elevado precio medio resultante. La explicación se encuentra en la importante diferencia que se produjo entre la demanda casada en el mercado y la demanda real durante la primera semana del mes.

La evolución durante 1998 de las energías diarias revela la fuerte volatilidad de los volúmenes de energía gestionados a través de este mercado.



El 2 de diciembre, se alcanzaron los valores máximos históricos de potencia horaria y de demanda diaria, la demanda del mercado diario fue un 5% inferior a la demanda finalmente programada y se produjeron varias indisponibilidades forzadas de centrales térmicas, todo lo cual precisó un significativo aumento de los volúmenes de energía terciaria a subir así como de su precio, alcanzando éste las 36 PTA/kWh.



d) Otros servicios

En la actualidad están en proceso de desarrollo reglamentario los servicios:

Control de tensión

El control de tensión consiste en el conjunto de actuaciones sobre elementos de generación y transporte orientadas a mantener las tensiones en los nudos de la red de transporte dentro de los márgenes especificados para garantizar el cumplimiento de los criterios de seguridad y calidad del suministro eléctrico.

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.

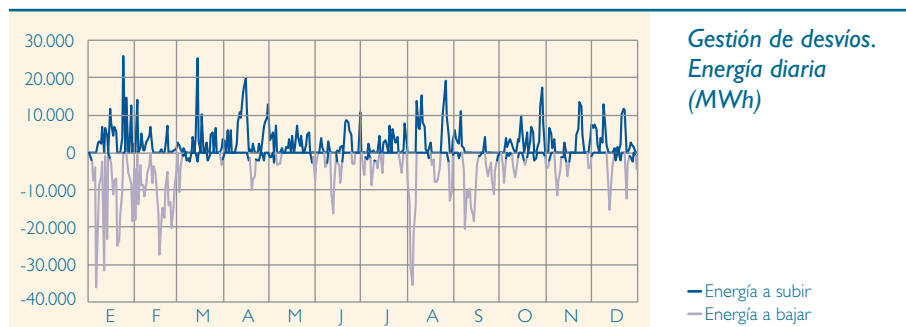
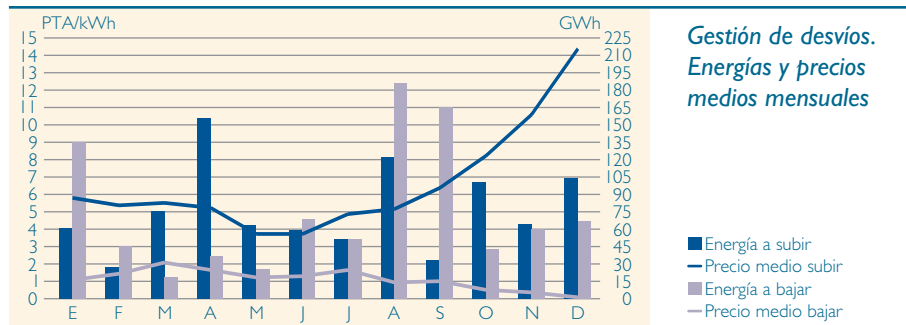
Tiene por objeto resolver los desvíos entre generación y consumo que pudieran aparecer con posterioridad al cierre de cada sesión del mercado intradiario y hasta el inicio del horizonte de efectividad de la siguiente sesión.

5.2.3 Gestión de desvíos

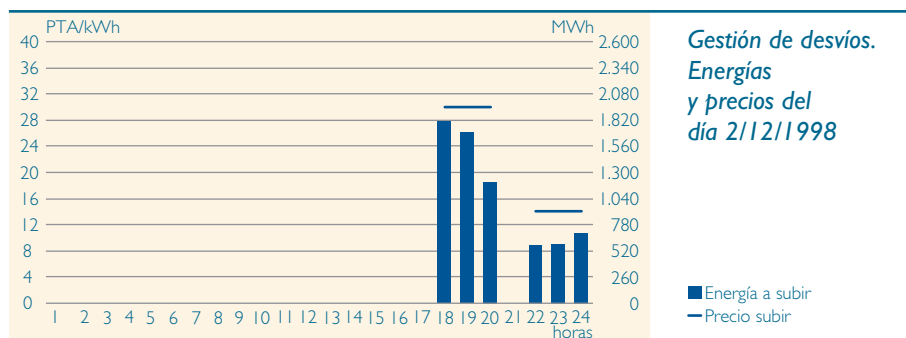
RED ELÉCTRICA evalúa los requerimientos de desvíos previstos y convoca el correspondiente mercado de gestión de desvíos. La asignación se basa en las ofertas de incremento y reducción de generación y de bombeo que presentan los agentes a dicha convocatoria. Las modificaciones programadas para la resolución de los desvíos se valoran al precio marginal de las ofertas asignadas en cada periodo horario.

En 1998, el mercado de gestión de desvíos alcanzó un volumen de energía a subir de 916 GWh, con un precio medio de 6,84 PTA/kWh, mientras que la energía a bajar fue 899 GWh, con un precio medio de 0,99 PTA/kWh. La repercusión sobre el precio final del mercado fue 2 cts.PTA/kWh.

La evolución de los datos mensuales y diarios de gestión de desvíos muestra un comportamiento similar, aunque con volúmenes de energía significativamente superiores a los correspondientes de regulación terciaria debido al carácter semejante de ambos procesos.



Las razones ya mencionadas relativas al 2 de diciembre propiciaron la realización de dos convocatorias de gestión de desvíos complementarias a la utilización de energía de regulación terciaria.

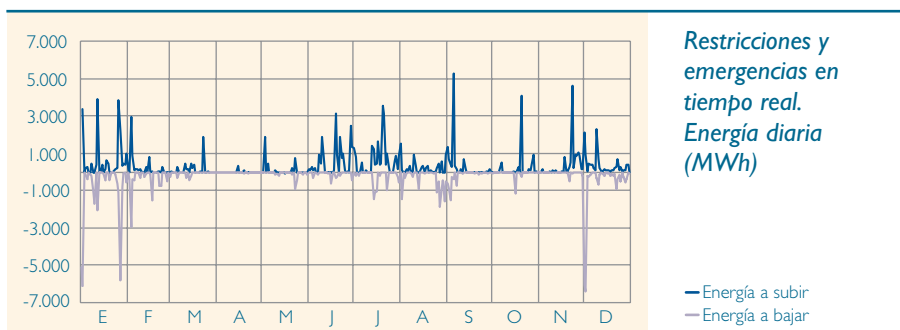


5.3 Operación en tiempo real

La operación del sistema en tiempo real es realizada por RED ELÉCTRICA con el fin de suministrar la demanda en las condiciones adecuadas de seguridad, calidad y fiabilidad requeridas. Para ello, permanentemente se realizan los correspondientes análisis de seguridad sobre la situación del sistema.

En caso de que se prevea que algunas de las condiciones de seguridad, calidad y fiabilidad se van a ver comprometidas, RED ELÉCTRICA aplica:

- el mecanismo de resolución de restricciones técnicas en tiempo real, modificando la programación de las unidades que sea preciso o, en caso necesario,
- el mecanismo excepcional de resolución en las situaciones de emergencia causadas, bien por ofertas insuficientes en algunos de los procesos anteriormente descritos, bien por indisponibilidad de los sistemas informáticos de gestión, o bien por cualquier otra causa justificada. En estas situaciones, RED ELÉCTRICA debe adoptar las decisiones de programación que considere más oportunas, justificando sus actuaciones a posteriori ante el Regulador y ante todos los sujetos del sector eléctrico afectados.



En el año 1998 se ha tenido que aplicar el mecanismo de resolución de restricciones técnicas con una cierta frecuencia, debido en algunas ocasiones a indisponibilidades forzosas de alguna central o elemento de la red y, en otras, a desvíos importantes no previstos de la demanda. El mecanismo excepcional de resolución ha sido necesario aplicarlo sólo en contadas ocasiones. Los volúmenes de energía afectados han sido relativamente poco significativos.

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.

5.4 Actuaciones posteriores al mercado

Implantación del sistema de información de medidas eléctricas

Durante 1998, RED ELÉCTRICA ha desarrollado e implantado el Sistema de Información de Medidas Eléctricas (SIMEL) para la obtención y el tratamiento de la información relativa a la energía eléctrica intercambiada horariamente entre los agentes que acuden al mercado de la electricidad, así como la que pasa por las interconexiones internacionales y por los puntos de conexión con los consumidores cualificados.

Este proyecto ha supuesto la definición de 2.000 puntos frontera, la especificación de nuevos equipos contadores/registradores de energía activa y reactiva de forma horaria y con alta precisión, el desarrollo del Concentrador Principal, unidad que recibe y procesa las medidas de energía, así como el desarrollo de protocolos de comunicaciones específicos y la validación de equipos y de concentradores secundarios.


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 objetivos la obtención de la información completa del Sistema Eléctrico para su difusión y tratamiento estadístico así como extraer conclusiones encaminadas a la mejora no sólo de la operación en sí, sino también de los diferentes procesos establecidos dentro de los mercados de operación.

En el ámbito de estas funciones, RED ELÉCTRICA elabora informes con carácter diario y mensual sobre la operación del sistema, y publica con diversa periodicidad (diaria, mensual y anual) estadísticas relativas a la operación del sistema, datos de disponibilidad tanto del equipo generador como de la red de transporte, etc.



Asimismo, RED ELÉCTRICA es responsable de elaborar, y proponer para su aprobación por el Ministerio de Industria y Energía, los procedimientos necesarios para la operación del sistema. Durante 1998 y 1999 se han desarrollado un importante número de procedimientos, quedando algunos pendientes de aprobación.

Capítulo 6

Red de transporte

Durante 1998, el Ministerio de Industria y Energía ha publicado diferentes desarrollos reglamentarios de la Ley 54/1997 que afectan a la actividad de transporte en los que se fijan el procedimiento de cálculo de la retribución de esta actividad, los ingresos reconocidos para 1998, así como las tarifas de acceso a las redes.

En particular hay que destacar el Real Decreto 2819/1998 por el que se regulan las actividades de transporte y distribución de energía eléctrica, en el que, junto con el procedimiento de cálculo de la retribución de la actividad de transporte, se definen los elementos que integran dicha red.

De acuerdo con el Real Decreto anterior, se considerarán elementos constitutivos de la red de transporte 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 220 kV y aquellos que estén conectados en terciarios de transformadores.

6.1 Red de transporte de energía eléctrica

- 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.

Nuevas subestaciones y líneas en operación (400 y 220 kV)

- Nueva subestación
- Subestación existente
- Nueva línea de 400 kV Preparada para doble circuito
- Línea de 400 kV existente
- Nueva línea de 220 kV
- Línea de 220 kV existente
- Cable subterráneo de 220 kV



De acuerdo con la definición anterior la red de transporte de energía eléctrica a 31 de diciembre de 1998 estaba constituida por 14.538 km de circuitos a 400 kV y 15.801 km de 220 kV, siendo la capacidad instalada de transformación 400/220-132-110 kV de 42.687 MVA.

Durante 1998, se han puesto en operación 294,6 km de circuito de 400 kV, correspondientes a las líneas:

- Pinar del Rey-Tajo de la Encantada, de simple circuito y 109,5 km de longitud con apoyos preparados para doble circuito, que cierra el anillo de 400 kV en Andalucía.

— Litoral-Rocamora, de simple circuito y 185,1 km de longitud con apoyos preparados para doble circuito. Esta línea incrementa el mallado de la red en el sureste peninsular, reforzando la alimentación entre esta zona y Levante.

Así mismo, se han puesto en funcionamiento 8 nuevas líneas de 220 kV con un longitud de 98,8 km de circuito y 4 nuevas subestaciones a esta misma tensión. Por el contrario, la capacidad de transformación 400 kV/AT no ha experimentado ninguna variación durante 1998.

	1998	1997	<i>Evolución del sistema de transporte y transformación</i> <small>(*) AT Incluye transformación a 220, 132 y 110 kV.</small>
Líneas eléctricas			
km de circuito 400 kV	14.538	14.244	
km de circuito 220 kV	15.801	15.702	
MVA de transformación (400/AT) (*)	42.687	42.687	

De acuerdo con los criterios establecidos por UNIPEDE, la calidad del 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 UNIPEDE 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.

	ENS (MWh)	TIM (min.)	<i>Calidad de servicio de la red de transporte</i>
1994	467,7	1,68	
1995	282,9	0,98	
1996	660,4	2,23	
1997	778,4	2,53	
1998	204,5	0,62	

En 1998 el valor de la energía no suministrada, referido a la red de transporte peninsular, ha sido de 204,5 MWh, mientras que el valor del tiempo de interrupción medio fue 0,62 minutos, valores ambos muy inferiores a los registrados en los últimos años.

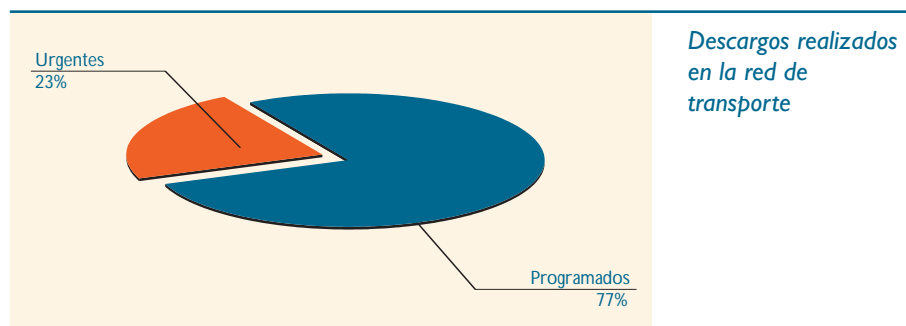
6.2 Calidad de servicio de la red de transporte

El número de incidencias registradas en la red de transporte ha sido de 1.359 y el número de interrupciones o cortes de mercado registrados ha sido de 18. En general dichas interrupciones han sido de baja intensidad, en cuanto a la potencia interrumpida, y de corta duración, con la excepción de las incidencias ocurridas en la subestación de Villablino, que produjo un corte de mercado de 44,1 MWh, y en la línea Puentes-Aluminio I que originó un corte de mercado de 79 MWh.

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

Otro indicador de la calidad y continuidad del servicio prestado al sistema eléctrico es la tasa de indisponibilidad, 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 1998 la disponibilidad total en la red de transporte propiedad de RED ELÉCTRICA ha sido del 97,4%, cifra superior a la de 1997.

Mantenimiento preventivo	1,24	Tasa de indisponibilidad (%)
Indisponibilidades fortuitas	0,05	
Otras causas ajenas al mantenimiento	1,35	
Total	2,64	



Durante 1998, se han realizado un total de 2.429 descargos en los elementos de la red de transporte, lo que supone una disminución del 38,8% respecto al año anterior.

Del total de descargos, 1.882 corresponden a descargos programados, lo que supone una reducción del 31,4% respecto al año anterior; mientras que los des-

cargos con carácter de urgencia fueron 547, lo que significa un 55,5% menos que en 1997.

Las tensiones medias en la red de transporte se han mantenido dentro de los límites normales, registrándose los valores más 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 398 y 429 kV, lo que supone una fluctuación de 31 kV, inferior a los 34 kV registrados el año pasado. En los períodos valle las tensiones se mueven en una banda de 29 kV, frente a los 33 de 1997, mientras que en punta la banda fue de 31 kV, valor superior a los 30 kV registrados el pasado año. Las mayores oscilaciones, por zonas, corresponden al País Vasco (26 kV) y las menores a Mesón (15 kV).

Los valores en la red de 220 kV varían en una banda de 21 kV superior a la del año pasado, moviéndose entre los 223 y 244 kV. En punta y valle los valores han oscilado en una banda de 20 kV, superior a la registrada en punta y valle del año anterior (18 y 17 kV, respectivamente). Por zonas, las oscilaciones varían entre los 10 kV de Oriol y los 21 kV de Guardo.

La carga media de la red de transporte ha sido muy similar a la del pasado año, tanto en 400 kV como en 220 kV. En 400 kV alcanza el 18,8 %, con un incremento de 0,4 puntos respecto al año anterior, mientras que en el nivel de 220 kV se alcanza el 17,2%, 0,12 puntos superior al del año 1997.

Las mayores cargas medias mensuales en ambos niveles de tensión se han producido en los meses de verano y otoño, consecuencia, principalmente, de la reducción de la capacidad efectiva de las líneas y de la concentración de descargos en estos meses.

La reducción de la capacidad efectiva de las líneas de la red de 400 kV con los límites de primavera, verano y otoño, se puede cuantificar en un 13%, 28% y 21%,

6.4 Niveles de tensión y carga de la red de transporte

respecto a la de invierno y en un 3%, 25% y 4%, respectivamente para la red de 220 kV. La menor reducción de capacidad en primavera y otoño en la red de 220 kV es debido a que en las líneas que no son propiedad de RED ELÉCTRICA sólo se consideran dos límites: verano e invierno.

En conjunto las líneas de 400 kV han alcanzado una carga media máxima, en punta, del 28,3%, siendo la línea Oriol-Arañuelo la que mayor carga media en punta ha registrado, seguida de la Almaraz-Bienvenida. Tan sólo la línea Oriol-Cedillo ha registrado sobrecargas en junio y julio.

Las líneas de 220 kV alcanzan una carga media máxima, en punta, del 25,1%. La línea Atarfe-Caparacena es la que mayor carga media en punta registra, seguida del doble circuito Compostilla-Montearenas.

La carga media de los transformadores de la red de transporte ha aumentado respecto al año anterior en todas las zonas, salvo en Galicia, llegándose a un nivel de carga medio al 34,7%, lo que significa un aumento del 2,5% respecto a 1997.

La zona más cargada sigue siendo Madrid, que alcanza un valor medio del 47%, si bien es Andalucía Oriental la que experimenta el mayor incremento pasando de una carga media del 25% en 1997 al 34,9 en 1998.

6.5 Pérdidas de la red de transporte

Durante 1998, las pérdidas en la red de transporte han aumentado ligeramente en valor absoluto a consecuencia, fundamentalmente, del incremento experimentado por la demanda, pasando de 2.321 GWh en el año 1997 a 2.359 GWh en 1998, lo que supone un incremento del 1,6%. El bajo crecimiento de las pérdidas en comparación con el experimentado por la demanda, ha dado lugar a una disminución del coeficiente de pérdidas en el transporte que pasa del 1,43% en 1997 a 1,36% en 1998.

Otro factor que justifica el aumento de las pérdidas es la mayor producción hidráulica de 1998 y la menor producción con fuel, más cercana a los centros de consumo, que ha sido inferior a la del año anterior, salvo en los últimos meses del año.

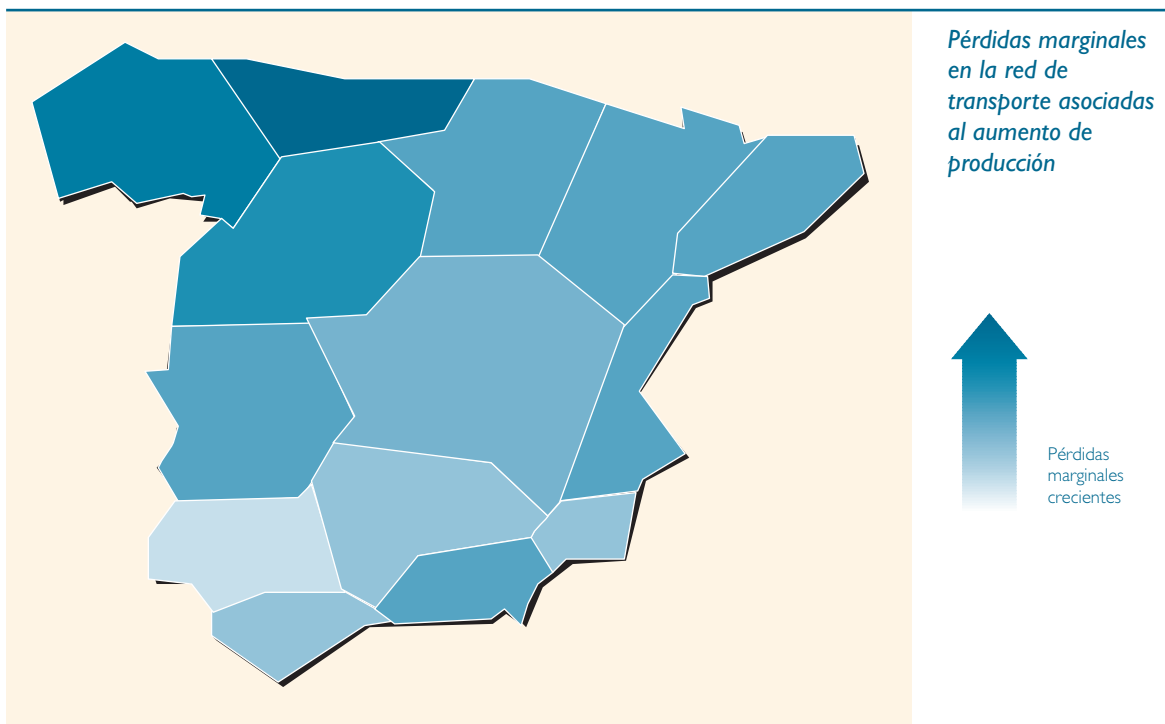
Por meses, enero es el que más pérdidas ha registrado, con un valor muy superior al del año 1997. En relación con la demanda las pérdidas también mantienen valo-

res superiores a las del año anterior hasta el mes de agosto, mes a partir del cual se invierte la tendencia, lo cual puede ser explicado por la menor producción hidráulica registrada en esos meses en comparación con el mismo periodo de 1997.

Las pérdidas horarias correspondientes al día de máxima potencia oscilaron entre 196 y 511 MW, este último valor en la hora de punta, y un valor medio de 331 MW, mientras que en el día de máxima demanda las pérdidas horarias oscilaron entre 249 y 452 MW, con un promedio de 350 MW.

En el nuevo entorno regulatorio las pérdidas pueden ser un elemento a considerar para los nuevos agentes a la hora de tomar su decisión de ubicación, ya que el incremento de pérdidas originadas en la red consecuencia de los incrementos de consumo o producción de los mismos dependerán, además de la configuración de la 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 un año a otro, de la zona de la red donde se instale el nuevo agente.

Una guía para decidir la ubicación en la red de transporte de los nuevos agentes puede ser la evaluación de las pérdidas marginales que originan en la red los incrementos de consumo o producción de estos nuevos agentes.

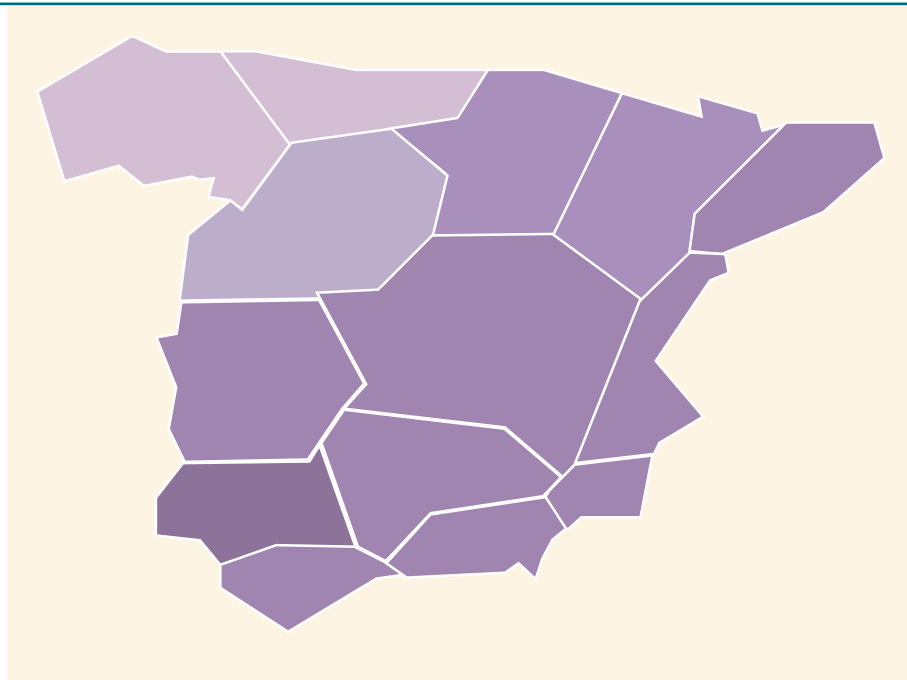


Las pérdidas marginales del sistema, para cada configuración y estado del mismo, pueden definirse como el incremento que experimentarían las pérdidas de la red de transporte, en ese estado y en ese instante, si se incrementara la generación y/o el consumo en una unidad. Su definición y determinación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

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



Pérdidas marginales crecientes



Aplicando el procedimiento anterior al caso español, se observan zonas más o menos homogéneas en cuanto a pérdidas marginales de transporte. Por ejemplo, en la zona sur de la península las pérdidas marginales causadas por un incremento de producción son inferiores a las que se originarían en la zona norte, mientras que en la zona norte las pérdidas marginales ocasionadas por incrementos de consumo son inferiores a las de la zona sur, advirtiéndose fácilmente la complementariedad de las zonas de consumo y producción.

Capítulo 7

Régimen especial

La Ley 54/1997 establece un régimen especial para la producción procedente de instalaciones cuya potencia instalada no supere los 50 MW y que utilicen como energía primaria la procedente de residuos no renovables, energías renovables no consumibles, biomasa o cualquier tipo de biocarburante, así como la procedente de autoproduutores que utilicen la cogeneración u otras formas de producción, siempre que supongan un alto rendimiento energético. También tendrán esta consideración la producción de aquellas instalaciones con una potencia igual o inferior a 25 MW dedicadas al tratamiento y reducción de los residuos de los sectores agrícola, ganadero y de servicios.

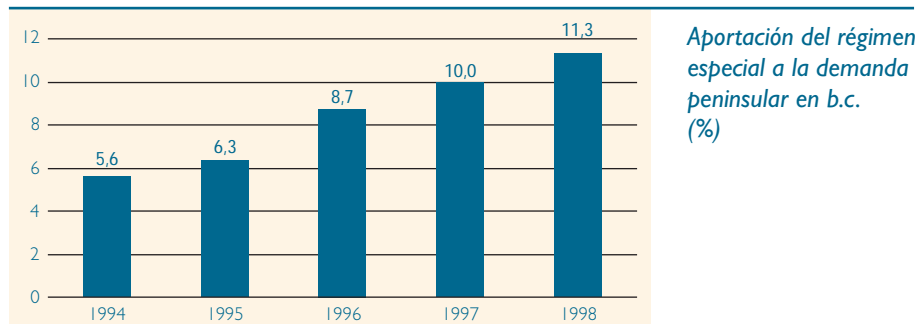
De esta forma, la Ley mantiene el tratamiento diferenciado del que ha sido objeto el régimen especial desde 1980, año en que fue publicada la Ley de conservación de la energía, adecuando su funcionamiento a la nueva regulación y compatibilizando la actividad de producción de energía eléctrica en un mercado 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 adaptar el funcionamiento del régimen especial a la nueva regulación, 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.

7.1 Potencia instalada y energía adquirida al régimen especial

Durante el primer año de vigencia del nuevo marco regulatorio ha continuado la tendencia de crecimiento que la energía adquirida al régimen especial ha mantenido durante los últimos años, incrementando su peso en el balance de energía eléctrica.

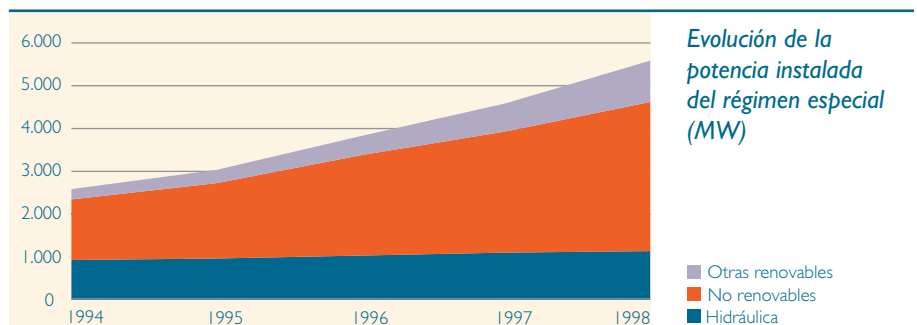
La energía adquirida al régimen especial en el sistema peninsular ha ascendido a 19.615 GWh, un 21,4% mayor que el año anterior, y ha cubierto un 11,3% de la demanda en b.c. de 1998, más de un punto por encima de su aportación en 1997.



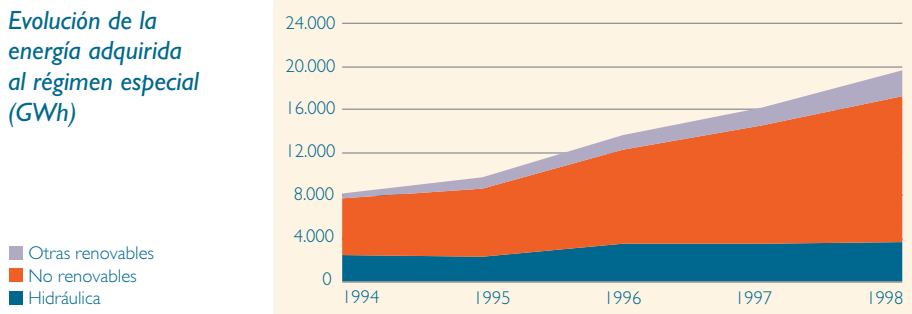
Este crecimiento se ha debido al importante incremento de la potencia instalada, que al finalizar el año 1998 alcanzaba los 5.590 MW, lo que representa un aumento del 21,6% respecto al año anterior.

De la potencia anterior, el 62,1% corresponde a centrales consumidoras de energías no renovables, cuyo incremento de potencia durante 1998 fue de 632 MW.

Igualmente destacable es el crecimiento de la potencia de las instalaciones de producción con fuentes de energía renovables no hidráulicas, con la incorporación durante 1998 de 300 MW. De la cantidad anterior, la práctica totalidad, 284 MW, corresponde a nuevas instalaciones de generación eólica, que suponen en la actualidad un 12,3% de la potencia instalada en régimen especial.



Evolución de la energía adquirida al régimen especial (GWh)

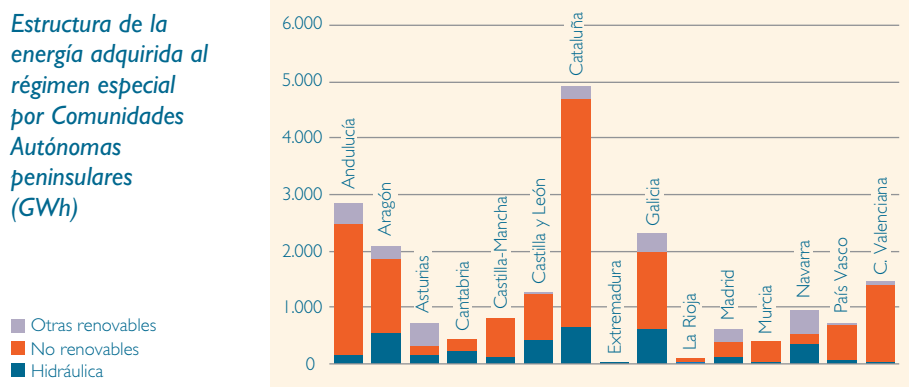


En consonancia con los incrementos de potencia instalada anteriores, la energía adquirida a las instalaciones de producción con energías renovables no hidráulicas ha sido la que mayor crecimiento ha tenido durante 1998, aportando al sistema 2.344 GWh, un 43,3% más que en el año anterior. Por su parte, la energía procedente de centrales consumidoras de energías no renovables ha ascendido a 13.716 GWh, un 23,6% más que en 1997, lo que representa el 69,9% del total de la energía adquirida al régimen especial en 1998.

Por su parte, la energía de origen hidráulico tuvo una aportación de 3.554 GWh. El crecimiento del 5,4% experimentado por la potencia instalada fue acompañado de un incremento de las adquisiciones respecto al año anterior de tan sólo el 3,7%, consecuencia de un año ligeramente seco desde el punto de vista hidrológico.

Como consecuencia del elevado crecimiento de las aportaciones de las energías renovables (hidroeléctrica, residuos, eólica y solar), la contribución de estas tecnologías a la cobertura de la demanda de energía eléctrica peninsular en b.c. ha alcanzado en el año 1998 el 3,4%.

Estructura de la energía adquirida al régimen especial por Comunidades Autónomas peninsulares (GWh)

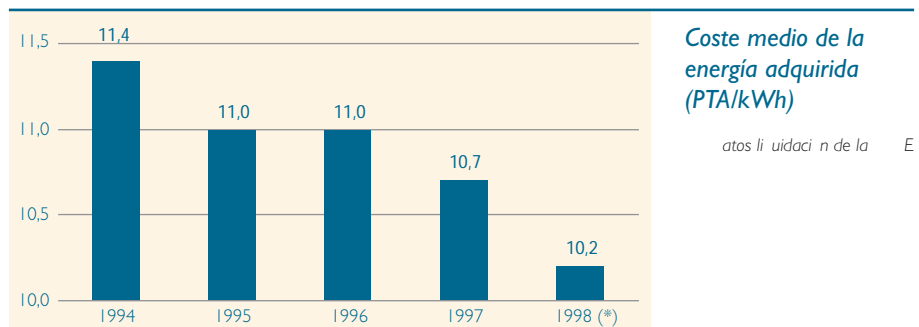


Por Comunidades Autónomas peninsulares, la distribución de las adquisiciones al régimen especial en 1998 fue muy desigual, destacando en primer lugar Cataluña que aportó 4.915 GWh, el 25,1% del total peninsular, seguida de Andalucía con el 14,5% y Galicia con 11,8%.

7.2 Coste de la energía adquirida al régimen especial

En 1998 se ha mantenido la tendencia de disminución del coste medio de adquisición de esta energía, iniciada a partir de la entrada en vigor del Real Decreto 2366/1994, por el cual el precio de adquisición de los excedentes procedentes del régimen especial se referencia a la tarifa eléctrica.

De esta forma, el coste medio de adquisición de la energía procedente del régimen especial se situó en 1998 en 10,2 PTA/kWh, un 4,9% inferior al del año anterior, consecuencia del descenso experimentado por la tarifa media a los clientes finales establecida por el Ministerio de Industria y Energía para 1998.



Capítulo 8

Intercambios internacionales

A partir de la entrada en vigor de la Ley 54/1997 del Sector Eléctrico y del Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre por el que se organiza y regula el mercado de producción de energía eléctrica, los intercambios intracomunitarios e internacionales de energía eléctrica pueden ser realizados libremente por los agentes que intervienen en el mercado.

Por otro lado, de acuerdo con la disposición transitoria novena de la Ley, los contratos de intercambios internacionales suscritos por RED ELÉCTRICA con anterioridad a la entrada en vigor de dicha Ley mantienen su vigencia hasta que se produzca su extinción. La energía procedente de dichos contratos se retribuirá al precio y en las condiciones previstas en los mismos, tal y como se establece en la Orden Ministerial de 29 de diciembre de 1997 por la que se desarrollan algunos aspectos del Real Decreto 2019/1997.

RED ELÉCTRICA además, como responsable de la operación del sistema, gestionará los intercambios de corto plazo cuando éstos tengan por objeto el apoyo entre los sistemas eléctricos para mantener las condiciones de calidad y seguridad de los suministros.

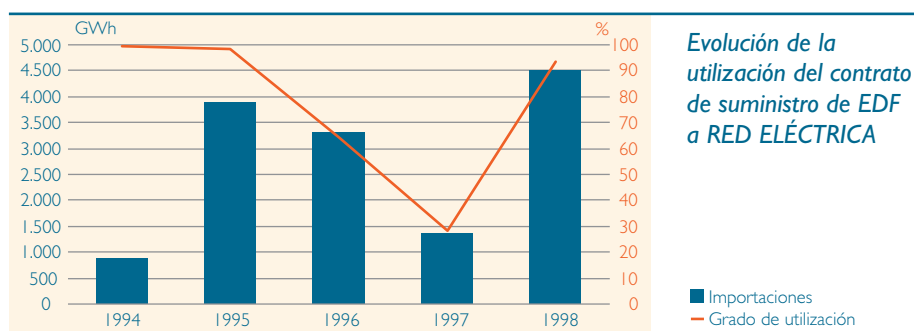
A la entrada en vigor de la Ley 54/1997 RED ELÉCTRICA tenía firmados cuatro contratos de intercambios internacionales de energía:

- 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

8.1 Contratos suscritos por RED ELÉCTRICA

— Contrato de suministro de RED ELÉCTRICA a l'Office National de l'Electricité (ONE)

El contrato entre RED ELÉCTRICA y l'Office National de l'Electricité fue suscrito el 16 de marzo de 1994 y modificado por el Addendum nº 1 de fecha 21 de mayo de 1998. Según este acuerdo, RED ELÉCTRICA se compromete a poner a disposición de ONE una potencia máxima de 90 MW pudiendo interrumpir el suministro total o parcialmente durante 600 horas al año como máximo. El suministro de energía eléctrica comenzó el 26 de mayo y el contrato ha funcionado durante su primer año con normalidad, alcanzando un grado de utilización del 99,5%.



El contrato de suministro de EDF a RED ELÉCTRICA ha tenido durante 1998 un grado de utilización del 93,5%, cifra muy superior a la de 1997. En este último año circunstancias de carácter coyuntural, como la alta hidraulicidad y las directrices de política energética establecidas por el Ministerio de Industria y Energía, condicionaron que el grado de utilización del contrato estuviera por debajo del 30%.

En relación con el contrato de suministro de RED ELÉCTRICA a EDF, hay que destacar que esta última, al igual que ha ocurrido en años anteriores, no ha realizado tomas de energías procedentes de dicho contrato.

Durante 1998 ha continuado, al igual que en los años anteriores, el suministro de energía a Andorra por parte de RED ELÉCTRICA y EDF. El 31 de enero de 1999, Forces Eléctriques d'Andorra (FEDA) ha resuelto anticipadamente el contrato que tenía suscrito con RED ELÉCTRICA y EDF, en el que se establecía el 31 de diciembre de 1999 como fecha de finalización del suministro.

<i>Utilización de los contratos de RED ELÉCTRICA en 1998</i>	Energía (GWh)	Utilización (%)
Suministro de EDF a RED ELÉCTRICA	-4.504	93,5
Suministro de RED ELÉCTRICA a ONE	483	99,5
Suministro de RED ELÉCTRICA a FEDA	152	66,1

Durante el año 1998, se han realizado nuevas transacciones internacionales, realizadas por los agentes del mercado a raíz de la liberalización de los intercambios internacionales, que han supuesto unas importaciones de 85 GWh y unas exportaciones de 569 GWh.

8.2 Transacciones internacionales realizadas por los agentes del mercado

<i>Transacciones internacionales de los agentes del mercado (GWh)</i>	Importaciones	Exportaciones
Comercializadores		498
Contratos bilaterales físicos		71
Agentes externos	85	
Total	85	569

El origen de estas energías se encuentran en los intercambios realizados por los agentes comercializadores, los contratos bilaterales físicos y la participación de los agentes externos en el mercado de producción.

— Exportaciones de energía a través de comercializadores

El Ministerio de Industria y Energía ha autorizado mediante resolución de la Dirección General de la Energía dos operaciones de exportación de energía eléctrica con:

- Portugal a partir del 12 de septiembre de 1998 y hasta el 31 de marzo de 1999. La potencia máxima autorizada de intercambio fue de 750 MW. En 1998 el volumen total exportado fue de 277 GWh.
- Marruecos a partir del 1 de septiembre de 1998 y durante tres meses, con una potencia máxima de intercambio autorizada de 200 MW. Las exportaciones a Marruecos realizadas en este año alcanzaron un total de 221 GWh.

— Contratos bilaterales físicos

El Ministerio de Industria y Energía autorizó con fecha 27 de agosto un contrato bilateral físico con EDF. La autorización permite la exportación de energía a Francia durante un período de un año a partir del 1 de septiembre de 1998. La potencia

máxima autorizada fue de 450 MW para los siete primeros meses y de 200 MW para el resto del período. El volumen total exportado a Francia, en el año 1998, fue de 71 GWh.

— **Participación de agentes externos en el mercado español**

Un agente externo fue autorizado el 12 de noviembre de 1998 para efectuar operaciones de compra y venta de energía en el mercado español, hasta un límite igual a la capacidad comercial de la interconexión con Francia. En 1998, sólo ha actuado como agente vendedor, alcanzando sus ventas al mercado, un volumen total de 85 GWh.

8.3 Saldo de los intercambios internacionales

El saldo de los intercambios internacionales programados ha resultado importador, alcanzando un valor total anual de 3.388 GWh. Durante todos los meses del año el saldo fue importador excepto en septiembre, mes en el que resultó exportador tras la autorización de nuevos intercambios internacionales a través de los comercializadores españoles y del contrato bilateral físico suscrito con EDF.

El volumen total de energía transportada a través de las interconexiones internacionales fue de 14.526 GWh, lo que representa un incremento de un 18,4% respecto a 1997. El saldo de los intercambios ha sido 3.402 GWh, correspondiendo la diferencia entre este saldo y el de los intercambios programados a los desvíos de regulación entre sistemas.

	Importación	Exportación	Saldo (1)
Francia	4.506	71	4.435
Portugal	2	278	-276
Andorra	0	152	-152
Marruecos	0	705	-705
Bélgica	85	0	85
Total	4.593	1.205	3.388

Intercambios internacionales programados (GWh)

(1) Saldo importador (positivos), saldo exportador (negativos).

	Entrada	Salida	Volumen
Francia	5.266	746	6.013
Portugal	3.698	3.971	7.669
Andorra	0	139	139
Marruecos	0	706	706
Total	8.964	5.562	14.526

Intercambios internacionales físicos (GWh)

Durante 1998, como consecuencia de la aplicación de los desarrollos de la Ley del Sector Eléctrico, se ha procedido a la publicación de la capacidad comercial disponible de las interconexiones internacionales para el periodo de invierno.

La capacidad nominal máxima de interconexión entre dos sistemas se entiende como la suma de las capacidades de transporte asociadas a los distintos elementos de la red (líneas) que componen la interconexión, teniendo en cuenta para ello las condiciones estacionales y horarias.

La capacidad anterior corresponde a un valor máximo que no es posible alcanzar en condiciones normales de funcionamiento, debido a las limitaciones siguientes:

- Las condiciones de funcionamiento de los sistemas interconectados, provocan que el reparto de flujos a través de las interconexiones no se corresponda con sus capacidades nominales, de lo que se deriva que, incluso en situaciones de disponibilidad total de las líneas, la capacidad disponible sea inferior a la capacidad nominal máxima.
- Los requisitos de fiabilidad y seguridad para el funcionamiento de los sistemas precisan la consideración de márgenes de seguridad.
- La incertidumbre asociada al balance energético de cada uno de los sistemas interconectados obliga a contar con márgenes que permitan realizar los correspondientes ajustes.

La capacidad comercial disponible se calcula a partir de la capacidad nominal máxima una vez tenidos en cuenta los márgenes necesarios para hacer frente a las limitaciones descritas anteriormente.

8.4 Capacidad nominal máxima y capacidad comercial disponible de las interconexiones

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

 Capacidad comercial
 Período invierno
 Verano
 Invierno
 Capacidad nominal máxima

