

CURVA DE CARGA DEL DÍA DE MAYOR DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN 1997

REE
RED ELECTRICA

EXPLOTACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO
INFORME **1997**

Síntesis de la explotación	13
1. Evolución de la demanda de energía eléctrica en el sistema eléctrico peninsular.....	17
1.1 Demanda de energía eléctrica.....	17
1.2 Factores explicativos del crecimiento de la demanda eléctrica.....	18
1.3 Componentes de la demanda	19
2. Cobertura de la demanda de potencia en el sistema eléctrico peninsular	31
2.1 Potencia instalada en el sistema eléctrico peninsular	31
2.2 Funcionamiento del equipo generador	31
2.3 Sistema de interrumpibilidad.....	34
3. Generación de energía eléctrica en el sistema eléctrico peninsular	39
3.1 Cobertura de la demanda de energía eléctrica	39
3.2 Generación hidroeléctrica	40
3.3 Generación en centrales térmicas de carbón.....	41
3.4 Generación en centrales térmicas de fuel y mixtas.....	42
3.5 Generación en centrales nucleares	43
3.6 Adquisición de combustibles.....	43
3.7 Costes de generación	43
4. Transporte de energía eléctrica en el sistema eléctrico peninsular	73
4.1 Red de transporte de energía eléctrica	73
4.2 Calidad de servicio de la red de transporte.....	74
4.3 Niveles de tensión y carga de la red de transporte	74
4.4 Tasa de indisponibilidad y descargos en líneas de la red de transporte	75
4.5 Pérdidas en la red de transporte	76
5. Intercambios internacionales de energía eléctrica	87
5.1 Estado de los contratos.....	87
5.2 Saldo de los intercambios.....	87
6. Autoproducción	93
6.1 Potencia instalada y energía adquirida a los autoprodutores	93
6.2 Precios de la energía adquirida a los autoprodutores.....	93
Anexo 1 Sistemas extrapeninsulares	97
Anexo 2 Panorama internacional	103

1. Evolución de la demanda de energía eléctrica en el sistema eléctrico peninsular	17
1.1.1 Crecimiento anual de la demanda	20
1.1.2 Crecimiento anual de la demanda en barras de central (Año móvil).....	20
1.1.3 Distribución mensual de la demanda de energía eléctrica (b.c.)	21
1.1.4 Crecimiento mensual de la demanda de energía eléctrica (b.c.).....	21
1.1.5 Crecimiento mensual de la demanda en barras de central	22
1.1.6 Crecimiento acumulado de la demanda en barras de central	22
1.1.7 Demandas semanales de energía eléctrica	23
1.1.8 Diagrama de cargas de la potencia gestionada por REE en el mercado peninsular. Días de mayor demanda de energía.....	23
1.1.9 Diagrama de cargas de la potencia gestionada por REE en el mercado peninsular. Tercer miércoles de agosto	24
1.1.10 Diagrama de cargas de la potencia gestionada por REE en el mercado peninsular. Tercer miércoles de diciembre	24
1.1.11 Diagrama de cargas de la potencia gestionada por REE en el mercado peninsular. Tercer domingo de agosto.....	25
1.1.12 Diagrama de cargas de la potencia gestionada por REE en el mercado peninsular. Tercer domingo de diciembre.....	25
1.1.13 Evolución de los valores máximos de la demanda de potencia horaria y de energía diaria.....	26
1.1.14 Puntas máximas de potencia semanales	26
1.1.15 Monótona de demanda	27
1.2.1 Evolución de la demanda de energía eléctrica y del P.I.B. (Indices base 1982).....	27
1.2.2 Evolución y tendencia de la demanda de energía eléctrica en el período 1987-1997 ..	28
1.2.3 Componentes del crecimiento de la demanda mensual.....	28
1.2.4 Demanda corregida de laboralidad y temperatura.....	29
1.2.5 Temperatura peninsular.....	29
1.3.1 Curva de carga por usos del día de mayor demanda de energía	30
2. Cobertura de la demanda de potencia en el sistema eléctrico peninsular	31
2.1.1 Balance de potencia instalada (MW). Sistema eléctrico peninsular	35
2.2.1 Cobertura de la demanda de potencia media horaria para la punta máxima en 1997 (16 de diciembre, de 18 a 19 horas))	35

2.2.2	Cobertura de las potencias horarias máximas semanales en 1997.....	36
2.2.3	Curva monótona de carga en 1997.....	36
2.2.4	Plan anual de mantenimiento del equipo térmico	37
2.3.1	Potencia máxima no suministrada por aplicación de interrumpibilidad. Campaña 96 - 97	38
2.3.2	Potencia ofertada y abonados integrados en el sistema de interrumpibilidad. Campaña 96 - 97.....	38
2.3.3	Potencia ofertada en punta y llano por sectores de actividad (MW). Campaña 96 - 97 ...	38
3.	Generación de energía eléctrica en el sistema eléctrico peninsular.....	39
3.1.1	Cobertura de la demanda de energía eléctrica. Sistema eléctrico peninsular (GWh)	44
3.1.2	Origen de la producción gestionada por REE	44
3.2.1	Potencia instalada en las cuencas hidrográficas peninsulares.....	45
3.2.2	Producción hidroeléctrica por cuencas (GWh).....	46
3.2.3	Energía producible mensual 1995 - 1997. Curvas con probabilidad de ser superadas y evolución real	46
3.2.4	Energía producible hidráulica diaria durante 1997 comparada con el producible medio histórico (GWh).....	47
3.2.5	Consumo mensual en bombeo.	47
3.2.6	Producción de energía hidroeléctrica en 1997. Centrales con producción anual mayor de 100 GWh (b.a.)	48
3.2.7	Producción de energía hidroeléctrica en centrales con producción anual mayor de 100 GWh.....	49
3.2.8	Producción hidroeléctrica mensual.....	49
3.2.9	Energía producible hidroeléctrica mensual	50
3.2.10	Evolución mensual de las reservas hidroeléctricas. Datos a fin de mes.....	50
3.2.11	Reservas hidroeléctricas por sistemas	51
3.2.12	Valores extremos de las reservas en el año	51
3.2.13	Reservas hidroeléctricas. Índice de llenado a 31 de diciembre	52
3.2.14	Valores máximos y mínimos de llenado en los embalses hidroeléctricos: 1969 - 1997	53
3.2.15	Precipitaciones registradas en las principales estaciones	53
3.2.16	Caudales medios de los principales ríos de interés hidroeléctrico	54

3.2.17	Reservas hidroeléctricas. Evolución 1995 - 1997	55
3.3.1	Producción en centrales térmicas de carbón (b.a.)	56
3.3.2	Producción mensual de las centrales de carbón (GWh b.a.).....	57
3.3.3	Producción en centrales térmicas de carbón por tipo de combustible (b.a.)	57
3.3.4	Utilización de los grupos de carbón	58
3.3.5	Disponibilidad de los grupos de carbón.....	59
3.4.1	Producción en centrales de fuel y mixtas (b.a.)	60
3.4.2	Producción mensual de las centrales de fuel y mixtas (GWh b.a.).....	60
3.4.3	Utilización de los grupos de fuel y mixtos	61
3.4.4	Disponibilidad de los grupos de fuel y mixtos.....	62
3.5.1	Producción en centrales nucleares (b.a.).....	63
3.5.2	Producción mensual de las centrales nucleares (GWh b.a.)	63
3.5.3	Utilización de los grupos nucleares	64
3.5.4	Disponibilidad de los grupos nucleares	64
3.5.5	Disponibilidad, factor de carga y producción de las centrales nucleares.....	65
3.6.1	Adquisición de carbón termoeléctrico	66
3.6.2	Adquisición de carbón por centrales térmicas (kT)	66
3.6.3	Consumo de combustibles	67
3.6.4	Existencias de combustibles a 31 de diciembre.....	67
3.6.5	Consumo de combustibles por centrales térmicas (kT).....	68
3.6.6	Existencias de combustibles en los parques de centrales térmicas (kT)	69
3.7.1	Costes unitarios de generación en 1997 (PTA/kWh)	70
3.7.2	Costes fijos y variables de generación 1997 (MPTA)	70
3.7.3	Evolución del coste total de generación por tipo de combustible (PTA/kWh)	70
3.7.4	Evolución del coste de generación	71
3.7.5	Coste del combustible neto	71
3.7.6	Evolución del coste de combustible neto en la generación eléctrica (PTA/kWh)	72
3.7.7	Evolución del coste de combustible neto en generación (Indices base 1993).....	72
4.	Transporte de energía eléctrica en el sistema eléctrico peninsular	73
4.1.1	Nuevas líneas de transporte en operación a 400 kV	77

4.1.2	Nuevas líneas de transporte en operación a 220 kV	77
4.1.3	Nuevas subestaciones en operación.....	77
4.1.4	Nueva transformación en subestaciones en servicio.....	78
4.1.5	Evolución del sistema de transporte y transformación	78
4.1.6	Evolución de la red de 400 y 220 kV (km)	79
4.1.7	Evolución de la red de 400 y 220 kV (km)	79
4.3.1	Valores de las tensiones límites con una probabilidad del 95 % por zonas y para la red de 400 kV	80
4.3.2	Valores de las tensiones límites con una probabilidad del 95 % por zonas y para la red de 220 kV	80
4.3.3	Evolución del nivel de carga medio en las líneas de 400 kV.....	81
4.3.4	Evolución del nivel de carga medio en las líneas de 220 kV.....	81
4.3.5	Evolución de la carga media anual de los transformadores por zonas.....	82
4.3.6	Evolución del factor de potencia medio en la zona de Madrid	82
4.5.1	Pérdidas en la Red Mallada (% sobre la demanda).....	83
4.5.2	Comportamiento horario de las pérdidas	83
5.	Intercambios internacionales de energía eléctrica	87
5.2.1	Evolución de los saldos de intercambios internacionales (Medidos en frontera).....	88
5.2.2	Saldos mensuales de intercambios internacionales programados	88
5.2.3	Saldos mensuales de los intercambios físicos internacionales (MWh).....	89
5.2.4	Intercambios internacionales físicos mensuales (MWh)	89
5.2.5	Intercambios internacionales físicos de energía eléctrica (GWh)	90
5.2.6	Movimientos físicos de energía eléctrica con Francia (MWh).....	91
5.2.7	Movimientos físicos de energía eléctrica con Portugal (MWh).....	92
6	Autoproducción	93
6.1.1	Evolución de la potencia instalada por autoprodutores (MW).....	94
6.1.2	Potencia instalada por autoprodutores 1993-1997 (MW)	94
6.1.3	Evolución de la energía adquirida a autoprodutores (GWh).....	95
6.1.4	Energía adquirida a autoprodutores 1993-1997 (GWh).....	95

6.1.5	Estructura de autoproducción por tipo de combustible. Potencia instalada y energía adquirida.....	96
6.2.1	Coste medio del kWh adquirido a autoprodutores	96
Anexo 1. Sistemas extrapeninsulares.....		97
A1.1	Balace de energía eléctrica en los sistemas extrapeninsulares (GWh)	99
A1.2	Crecimiento de la demanda b.c. en los sistemas extrapeninsulares (GWh).....	99
A1.3	Equipo generador en Baleares a 31-12-97 (MW)	100
A1.4	Equipo generador en Ceuta y Melilla a 31-12-97 (MW).....	100
A1.5	Equipo generador en Canarias a 31-12-97 (MW)	101
A1.6	Producción bruta y consumo de combustibles en los sistemas extrapeninsulares en 1997	102
Anexo 2. Panorama internacional		103
A2.1	Producción total neta de energía eléctrica en los países de la Unión Europea (TWh b.c.) ..	105
A2.2	Incremento de la producción 97/96 (%)	105
A2.3	Demanda de energía eléctrica en los países de la Unión Europea (TWh b.c.).....	106
A2.4	Incremento de la demanda 97/96 (%)	106
A2.5	Origen de la producción neta en los países de la Unión Europea en 1997 (b.c.).....	107
A2.6	Estructura de la producción neta en los países de la Unión Europea	107
A2.7	Saldo de intercambios de energía eléctrica en los países de la Unión Europea	108
A2.8	Intercambios de energía eléctrica en los países de la Unión Europea	108

El presente informe tiene como objetivo reflejar el comportamiento del sistema eléctrico español durante 1997, a través de los datos y hechos más significativos que han caracterizado su explotación.

Como acontecimiento más relevante de 1997 hay que destacar la publicación, el 27 de noviembre, de la Ley del Sector Eléctrico, cuya entrada en vigor a partir del 1 enero de 1998 ha abierto paso a la introducción de un mercado competitivo en la generación de electricidad y ha supuesto el fin de la explotación unificada del sistema eléctrico nacional, vigente desde 1984, y del modelo regulatorio basado en el Marco Legal Estable.

Desde el punto de vista de la explotación, 1997 puede considerarse como un periodo de tránsito hacia un nuevo modelo regulatorio, cuyos principales rasgos habían sido definidos en el "Protocolo para el establecimiento de una nueva regulación del sistema eléctrico nacional", firmado en diciembre de 1996 entre el Ministerio de Industria y Energía y las empresas eléctricas. En este contexto se enmarcan actuaciones tales como la reducción de los costes estándares, con objeto de cumplir los compromisos del Protocolo relativos a la rebaja de tarifas, así como algunas directrices de política energética encaminadas a facilitar la transición a la competencia.

Por lo que se refiere a otros aspectos más cuantitativos de la explotación del sistema eléctrico durante 1997, éstos son desarrollados de forma ordenada en los diferentes capítulos del presente informe, destacándose a continuación, y de forma resumida, los datos que se han considerado más significativos.

Durante 1997 el incremento de demanda en abonado final fue de un 3,6% respecto al año anterior (3,9% si se descuenta el efecto del 29 de febrero de 1996). Este incremento ha sido superior al previsto en el expediente de tarifas para 1997 (2,5%) y supone una aceleración del consumo, especialmente a partir del primer trimestre del año.

La demanda de energía eléctrica en barras de central (b.c.) fue de 162.180 GWh, lo que representa un crecimiento del 3,8% respecto a 1996 (4,1% si se corrige el efecto que supone el día adicional por ser 1996 año bisiesto). El efecto de la actividad económica contribuyó a este incremento con un 5,4%, la contribución más alta de este factor al crecimiento de la demanda durante los últimos 10 años, y que pone de manifiesto el buen comportamiento de la economía durante 1997. La demanda de energía eléctrica mensual registró crecimientos positivos respecto al año anterior, con excepción de los meses de febrero y marzo cuando la moderación de las temperaturas registradas hizo retroceder la demanda del primer trimestre un 1,7% respecto al mismo período de 1996.

El valor máximo de la demanda mensual se registró en el mes de diciembre, con 14.837 GWh, lo que supuso un récord histórico. En 1997 también se alcanzaron nuevas cifras máximas en la demanda diaria, 559 GWh el día 16 de diciembre, y horaria, 27.369 MW entre las 18 y 19 horas de ese mismo día, cantidad superior en 1.556 MW al máximo histórico anterior alcanzado el 14 de diciembre de 1995.

En cuanto a la potencia instalada en centrales pertenecientes a los subsistemas eléctricos, ésta alcanzó los 43.551 MW incrementándose en 692 MW respecto al año anterior. Este incremento se ha debido al alta del segundo grupo de la central de carbón importado de Litoral (550 MW), así como a la ampliación de potencia en algunas centrales nucleares.

La cobertura de la demanda durante 1997 se ha visto muy influenciada por las especiales características hidrológicas del año, así como por las directrices de política energética establecidas por el Ministerio de Industria y Energía, especialmente por las relativas al consumo de gas natural y de las existencias de carbón nacional, esto último con el fin de facilitar el tránsito de las empresas hacia un modelo competitivo a partir del 1 de enero de 1998.

Desde el punto de vista hidrológico, 1997 puede considerarse un año húmedo, situándose su producible hidroeléctrico en 35.726 GWh con un índice del 1,19 respecto a la serie histórica que sirve de base para el cálculo de energía producible en año hidráulico medio.

Este alto producible hidroeléctrico junto con las restricciones en la explotación mencionadas anteriormente, han traído como consecuencia que las reservas hidroeléctricas alcanzasen máximos históricos a finales del año, con un 75% de llenado en el conjunto de los embalses de aprovechamiento hidroeléctrico, lo que supone un incremento del 36% respecto a 1996.

Respecto a la producción de las centrales pertenecientes a los subsistemas eléctricos, los aspectos más destacables han sido los siguientes:

- Los grupos de carbón han producido 62.098 GWh en bornes de alternador (b.a.), cifra equivalente al 39,5% de la generación total de los subsistemas eléctricos, y superior en un 18,5% a la registrada en 1996. La disponibilidad del equipo alcanzó el 93% incluidas las revisiones programadas, con un factor de utilización del equipo acoplado del 90%.
- La producción hidroeléctrica con aportaciones naturales y reservas ha supuesto 32.035 GWh y la generación con bombeo de ciclo cerrado 1.133 GWh, siendo la producción hidroeléctrica total de 33.168 GWh, lo que supone un 21,1% de la producción correspondiente a los subsistemas. La producción hidroeléctrica de 1997 ha sido un 10% superior a la correspondiente a un año hidráulico medio.
- La producción nuclear ascendió a 55.298 GWh, un 1,8% inferior a la registrada en 1996. La disponibilidad global, incluida la recarga de combustible y la revisión programada, alcanzó el 87% y el factor de utilización del equipo acoplado fue del 95%.
- Los grupos de fuel/gas han producido 6.843 GWh, lo que supone un 4,3% de la producción total. Esta producción se ha incrementado en un 218,4% respecto a la registrada el año anterior. La disponibilidad total fue del 81% y el factor de utilización del equipo acoplado del 59%.

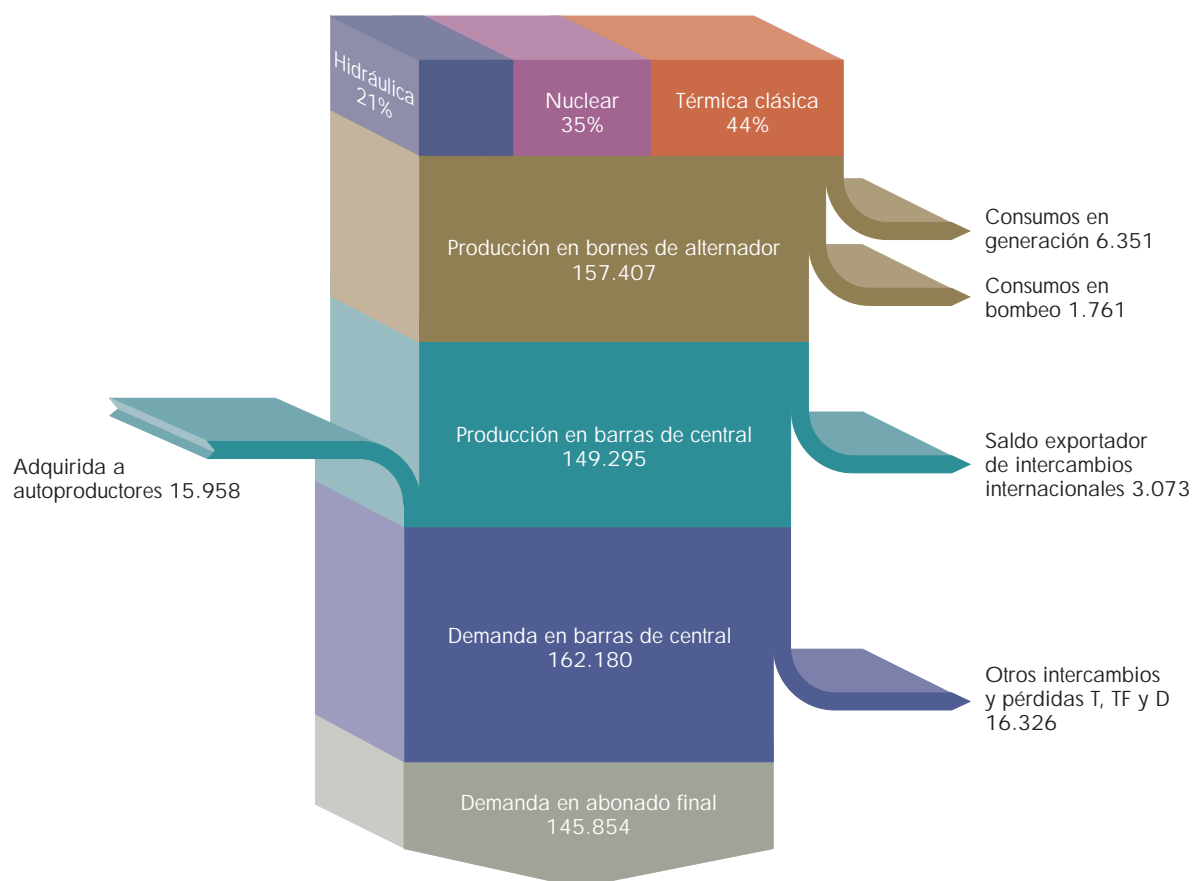
Los consumos en generación aumentaron un 15,2% respecto al año anterior. Ello fue consecuencia del incremento de la producción en bornes de alternador de las centrales pertenecientes a los subsistemas, que alcanzó el 6%, y del mayor peso de la generación de origen térmico. En este sentido, es importante destacar que la producción hidroeléctrica disminuyó un 12% respecto al año anterior, consecuencia de las excepcionales condiciones hidráulicas durante 1996.

Balance de energía en el sistema eléctrico peninsular

	1997		1996		Δ % 97/96
	GWh	%	GWh	%	
Hidráulica	33.168	21,1	37.692	25,4	-12,0
Nuclear	55.298	35,1	56.329	37,9	-1,8
Carbón	62.098	39,5	52.395	35,3	18,5
Fuel/gas	6.843	4,3	2.149	1,4	218,4
PRODUCCION (b.a.)	157.407	100,0	148.565	100,0	6,0
- Consumos en generación	6.351		5.511		15,2
- Consumos bombeo	1.761		1.523		15,6
PRODUCCION (b.c.)	149.295		141.531		5,5
+ Intercambios internacionales	-3.073		1.059		-
+ Autoprodutores	15.958		13.655		16,9
DEMANDA SUBSISTEMAS (b.c.)	162.180		156.245		3,8
- Otros intercambios y pérdidas en T,TF,D.	16.326		15.405		6,0
DEMANDA EN ABONADO FINAL	145.854		140.840		3,6

El crecimiento anual de la demanda medida en barras de central, descontado el efecto del 29 de febrero de 1996, fue del 4,12%.

Los datos de demanda en abonado final son provisionales.



La necesidad de evitar vertidos de excedentes hidráulicos y la mayor utilización del parque térmico, consecuencia de las directrices de política energética, obligaron a una mayor utilización de las instalaciones de bombeo, lo que ha traído aparejado un aumento de los consumos en bombeo del 15,6%.

El coste total unitario de generación de la energía producida en las centrales propiedad de los subsistemas eléctricos durante 1997 fue de 7,70 PTA/kWh -una peseta menos que en 1996- de las cuales 5,08 PTA/kWh corresponden a costes fijos y 2,63 PTA/kWh a costes variables. Esta disminución se ha producido como consecuencia de la aplicación, en el cálculo de la tarifa de 1997, de las reducciones y laminaciones de costes pactadas en el Protocolo.

La relación entre las pérdidas en la red de transporte y la demanda de los subsistemas en b.c. fue del 1,43%, similar a la de 1996. Sin embargo, y como consecuencia del incremento de demanda, las pérdidas se incrementaron en términos relativos en un 3,3% respecto al año anterior, situándose en 2.321 GWh.

Entre las instalaciones de transporte que han entrado en operación durante 1997 cabe destacar, por su carácter singular, la interconexión eléctrica submarina con Marruecos entre Estrecho y Ferdioua, mediante cuatro cables, submarinos y subterráneos, de 400 kV y que incluye las estaciones terminales a ambos lados del Estrecho. Esta instalación quedó disponible para entrar en funcionamiento el 3 de noviembre, una vez terminado el periodo estipulado de pruebas.

El número de incidencias registradas en la red de transporte durante 1997 fue de 1.404 y el de interrupciones o cortes de mercado registrados de 18. En cuanto a los indicadores de calidad de servicio en la red de transporte, hay que destacar el valor de la energía no suministrada que alcanzó los 778,4 MWh y el tiempo de interrupción medio que fue de 2,53 minutos, lo que supone un ligero empeoramiento respecto a 1996. En cualquier caso hay que destacar que, en general, dichas interrupciones han sido de baja intensidad, en cuanto a la potencia interrumpida, y de corta duración.

Los intercambios internacionales han servido como un instrumento eficaz para la gestión del sistema, en un año con abundantes aportaciones hidráulicas y en el que han existido restricciones a la explotación como consecuencia de las directrices de política energética. Así, las exportaciones aumentaron en un 78% en relación con el año anterior, al tiempo que las importaciones se reducían en un 60%. Resultado de lo anterior, y por primera vez en los últimos años, el saldo de los intercambios internacionales ha pasado a ser exportador alcanzando los 3.073 GWh, absorbiendo de esta forma el crecimiento de la producción en b.c. de los subsistemas eléctricos.

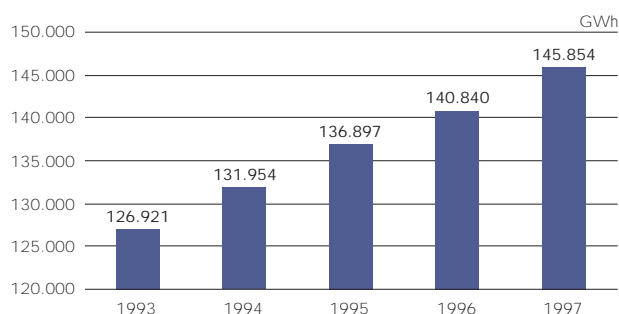
La potencia instalada por los autoprodutores a finales de 1997 era de 4.387 MW, cifra que supone un incremento del 14% respecto al año anterior, mientras que la energía vertida a la red alcanzó los 15.958 GWh, con un crecimiento del 17% respecto a 1996. Si bien ambas magnitudes continúan creciendo a un fuerte ritmo, parece observarse una desaceleración respecto a años precedentes.

En cuanto a los precios de adquisición de los excedentes de autoproducción por parte de los distribuidores, éstos han continuado su tendencia decreciente durante 1997, consecuencia fundamentalmente de la reducción en un 3% de la tarifa para abonados finales, precio al cual se encuentran referenciados. El coste medio de estas adquisiciones se estableció en 10,66 PTA/kWh, un 2,8% menos que el año anterior.

1.1 Demanda de energía eléctrica

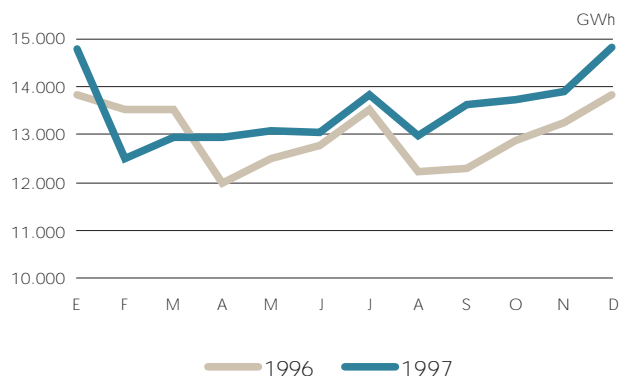
La demanda en abonado final de los subsistemas eléctricos en 1997 fue de 145.854 GWh lo que supone un incremento del 3,6% respecto al año anterior, que se convierte en un 3,9% si se descuenta el efecto del día 29 de febrero de 1996.

Demanda de energía en abonado final



Si a la demanda en abonado final anterior, se añaden las pérdidas en transporte, transformación y distribución, así como otros intercambios, se obtiene la demanda de los subsistemas en barras de central (b.c.) para 1997, que fue de 162.180 GWh, lo que supone un incremento del 3,8% respecto a 1996, y un 4,1% si se descuenta el efecto del año bisiesto.

Demanda mensual en b.c.

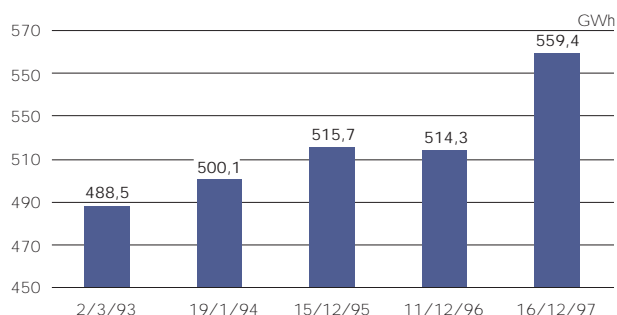


El crecimiento mensual de la demanda a lo largo de 1997 con respecto a los mismos periodos del año anterior fue muy desigual. Durante el primer trimestre del año se produjo un des-

censo acumulado de la demanda del 1,7%, como consecuencia de las temperaturas que se registraron en los meses de febrero y marzo, muy superiores a las habituales en esa época del año. A partir del mes de abril, se produce un cambio de tendencia y durante todos los meses restantes del año se registran incrementos de demanda que dan lugar a un crecimiento acumulado máximo del 3,8% al final del año, tal y como se observa en el gráfico 1.1.6.

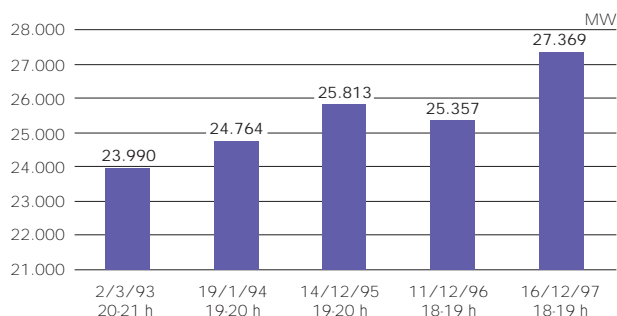
La máxima demanda mensual en b.c. se registró en el mes de diciembre, con 14.837 GWh, lo que supone un nuevo récord histórico.

Máximas demandas de energía diaria



En cuanto a la máxima demanda diaria, ésta se alcanzó el martes 16 de diciembre con 559 GWh, superando ampliamente el anterior récord histórico alcanzado el 15 de diciembre de 1995.

Máximas demandas de potencia media horaria

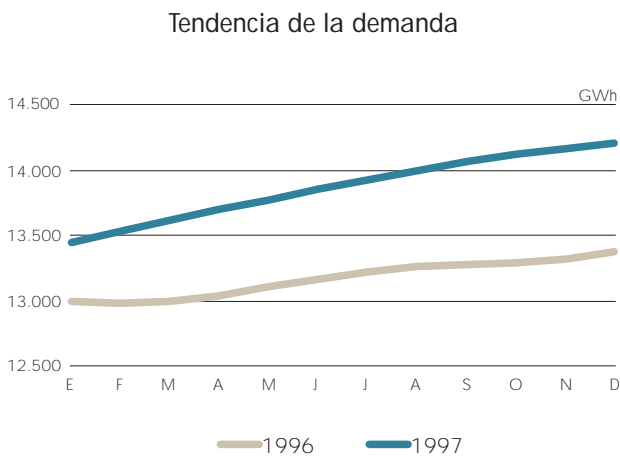


La máxima demanda horaria (punta de potencia del sistema) registrada en 1997 correspondió al mismo día y se produjo entre las 18 y 19 horas, con un valor promedio de 27.369 MW, 1.556 MW por encima del máximo histórico anterior alcanzado el 14 de diciembre de 1995.

1.2 Factores explicativos del crecimiento de la demanda eléctrica

El proyecto "Investigación de la Demanda de Energía Eléctrica" (INDEL), desarrollado por RED ELECTRICA con la colaboración técnica y material de las empresas eléctricas, tiene por objeto explicar la demanda eléctrica.

La evolución de la demanda de energía eléctrica a corto y largo plazo puede explicarse por la metodología THOR, que identifica los factores explicativos de dicha evolución.

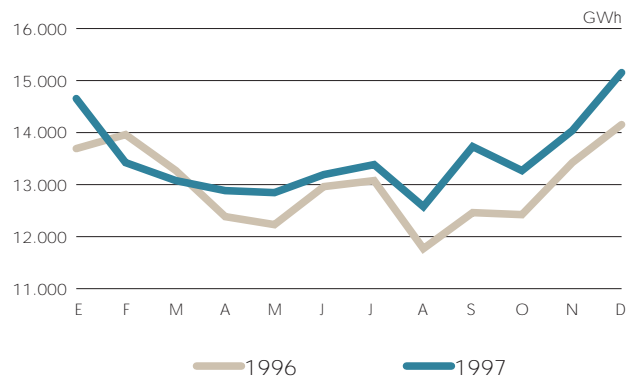


Los resultados del modelo permiten determinar el efecto que sobre el incremento total de la demanda tienen los diferentes factores determinantes de su crecimiento.

El comportamiento de la demanda durante 1997 se puede explicar de la siguiente forma:

Efecto temperatura : Las temperaturas registra-

Demanda corregida de laboralidad



das en 1997 han sido desfavorables para el crecimiento de la demanda, ya que el invierno ha sido más cálido, especialmente los meses de febrero y marzo, y el verano más suave que el año anterior, con las excepciones respectivas de los meses de enero y julio y agosto. Ello ha supuesto que el efecto de la temperatura en el incremento de la demanda de 1997, respecto a 1996, sea del -1,3%.

Efecto laboralidad : La laboralidad ha influido negativamente sobre el crecimiento de la demanda, debido principalmente a que 1996 fue un año bisiesto. En conjunto este efecto aportó un -0,3% al crecimiento de la demanda.

Efecto actividad económica : Consecuencia de la buena marcha de la economía, la demanda por actividad económica aportó un 5,4% al crecimiento total de la demanda, la influencia más fuerte en los últimos 10 años.

El comportamiento de esta variable a lo largo del año muestra crecimientos mensuales siempre por encima del 2%, alcanzándose crecimientos superiores al 5% de marzo a mayo y de agosto a diciembre, con un valor máximo del 8,3% registrado en septiembre.

La adición de los tres factores anteriores permite explicar un crecimiento de la demanda en b.c. para 1997 del 3,8% respecto al año anterior.

1.3 Componentes de la demanda

La estimación de la curva de carga del sistema, por sectores y usos de la energía eléctrica, se realiza con paneles de clientes a los que se monitorea su consumo. En el año 1997, el porcentaje de la punta del sistema explicado en base a los registros de estos consumidores alcanza el 50% a las 7 de la tarde del 16 de diciembre.

Usos/Segmentos	Peso máximo		% Peso en hora punta
	%	Hora	
Grandes industrias	30	5 h.	10,3
Comercial Restauración	3	22 h.	2,1
Comercial Alimentación	6	12 h.	4,1
Resto de industria y servicios	59	11 h.	49,4
Sector residencial	52	23 h.	34,1
Calefacción	16	22 h.	11,2
Iluminación	19	1 h.	8,9
T.V.	9	22 h.	4,0
Agua caliente	4	8 h.	2,0
Frigorífico	4	5 h.	2,5
Otros usos	8	14 h.	5,5

El comportamiento de la demanda, por sectores y usos, en el día de mayor demanda de potencia ha sido el siguiente:

Grandes industrias con tarifas interrumpibles y tarifa horaria de potencia: Tienen su menor actividad en la punta, aportando en el periodo de las 11 a las 22 horas el 10% de la demanda. Por el contrario, durante las horas de la madrugada alcanzan el 30% de la demanda.

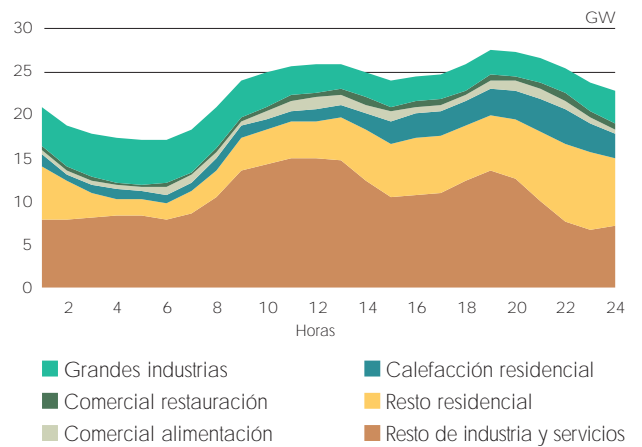
Sector residencial: Los usos residenciales fueron responsables del 34% de la demanda en la hora punta del sistema. Más de la mitad del consumo de este sector a esta hora se debe al uso de la calefacción, 11%, y la iluminación, 9%.

Sector comercial: El sector de alimentación tiene un fuerte peso en la hora punta del siste-

ma, el 4%, mientras que el sector de restauración aporta el 2% en la hora punta y alcanza su peso máximo a las 22 horas con el 3%.

Resto de sectores industriales y servicios: Aportan el 49% de la demanda en la hora punta del sistema. Alcanzan su peso máximo en la punta de la mañana, de 11 a 12 horas, con el 59%.

Curva de carga del día de mayor demanda de potencia



Durante el año 1997, RED ELECTRICA y sus socios del Proyecto INDEL han dedicado el mayor esfuerzo a sistematizar y hacer accesible la información elaborada sobre la demanda de potencia eléctrica. Para ello, se ha desarrollado e implementado la herramienta NOE, que contiene una base de datos de usos de la energía eléctrica y pantallas de análisis estadístico.

Tendencia de la demanda por sectores (Indices base 1989)

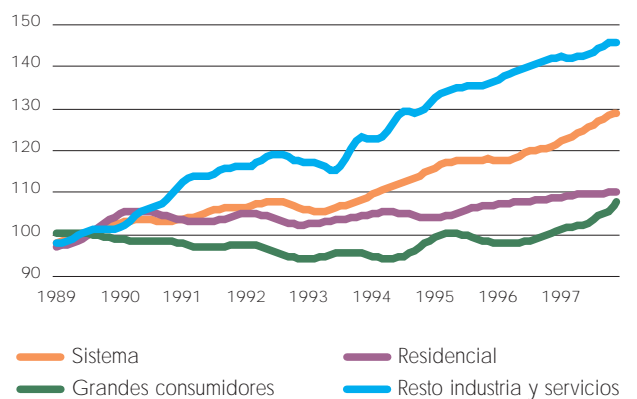


Gráfico 1.1.1
Crecimiento anual de la demanda

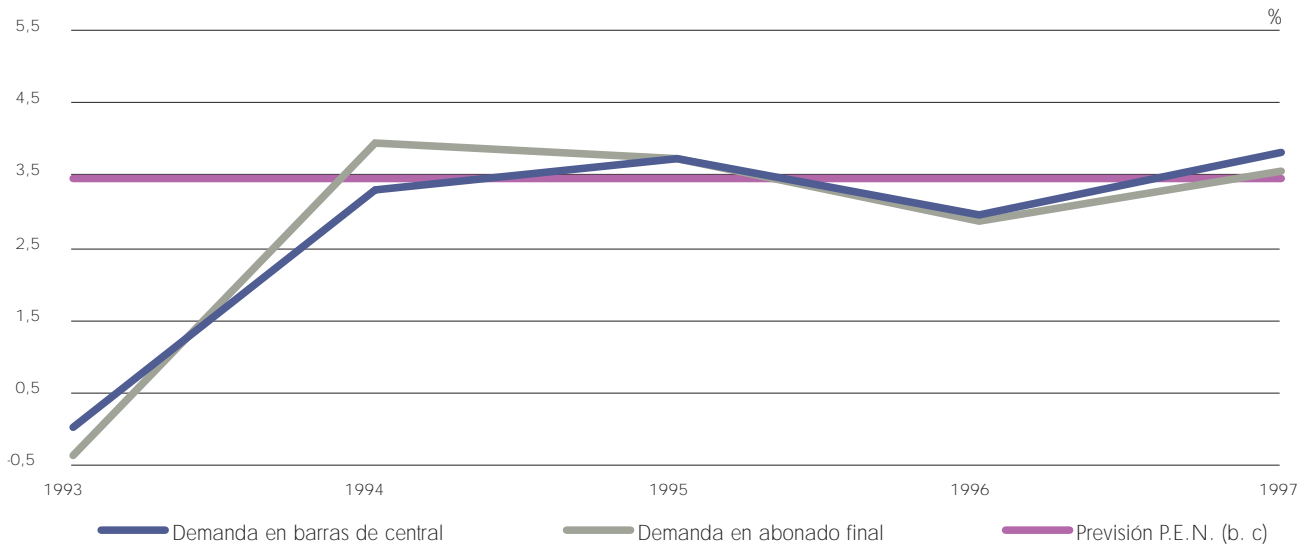
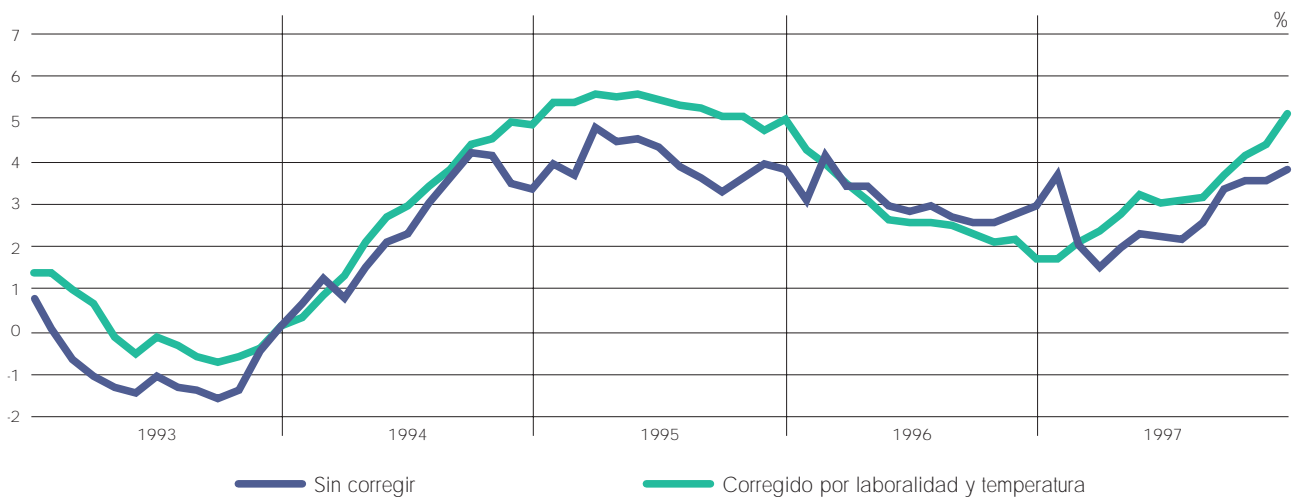


Gráfico 1.1.2
Crecimiento anual de la demanda en barras de central (Año móvil)



Cuadro 1.1.3
Distribución mensual de la demanda de energía eléctrica (b.c.)

Meses	1993		1994		1995		1996		1997	
	GWh	%	GWh	%	GWh	%	GWh	%	GWh	%
Enero	13.116	9,3	13.150	9,0	13.990	9,2	13.851	8,9	14.787	9,1
Febrero	11.934	8,4	12.164	8,3	12.092	8,0	13.528	8,7	12.499	7,7
Marzo	12.472	8,8	12.097	8,3	13.302	8,8	13.540	8,7	12.939	8,0
Abril	10.906	7,7	11.600	7,9	11.824	7,8	11.994	7,7	12.933	8,0
Mayo	11.102	7,8	11.695	8,0	12.406	8,2	12.493	8,0	13.069	8,1
Junio	11.219	7,9	11.964	8,2	12.450	8,2	12.788	8,2	13.048	8,0
Julio	11.919	8,4	12.805	8,8	13.097	8,6	13.523	8,7	13.838	8,5
Agosto	10.786	7,6	11.645	8,0	12.092	8,0	12.236	7,8	12.964	8,0
Septiembre	11.207	7,9	11.925	8,2	12.240	8,1	12.311	7,9	13.633	8,4
Octubre	11.807	8,3	11.859	8,1	12.365	8,1	12.886	8,2	13.744	8,5
Noviembre	12.334	8,7	12.236	8,4	12.612	8,3	13.264	8,5	13.889	8,6
Diciembre	12.781	9,0	13.142	9,0	13.299	8,8	13.831	8,9	14.837	9,1
Total	141.583	100,0	146.282	100,0	151.769	100,0	156.245	100,0	162.180	100,0

Cuadro 1.1.4
Crecimiento mensual de la demanda de energía eléctrica (b.c.)

Meses	$\Delta\%$ 1997/1996		$\Delta\%$ 1996/1995	
	Mensual	Acumulado	Mensual	Acumulado
Enero	6,76	6,76	-0,99	-0,99
Febrero	-7,61	-0,34	11,88	4,97
Marzo	-4,44	-1,70	1,79	3,90
Abril	7,83	0,46	1,44	3,33
Mayo	4,61	1,26	0,70	2,82
Junio	2,03	1,38	2,71	2,80
Julio	2,33	1,52	3,25	2,87
Agosto	5,95	2,04	1,19	2,67
Septiembre	10,74	2,96	0,58	2,44
Octubre	6,66	3,33	4,21	2,62
Noviembre	4,71	3,46	5,17	2,85
Diciembre	7,27	3,80	4,00	2,95

Gráfico 1.1.5
Crecimiento mensual de la demanda en barras de central

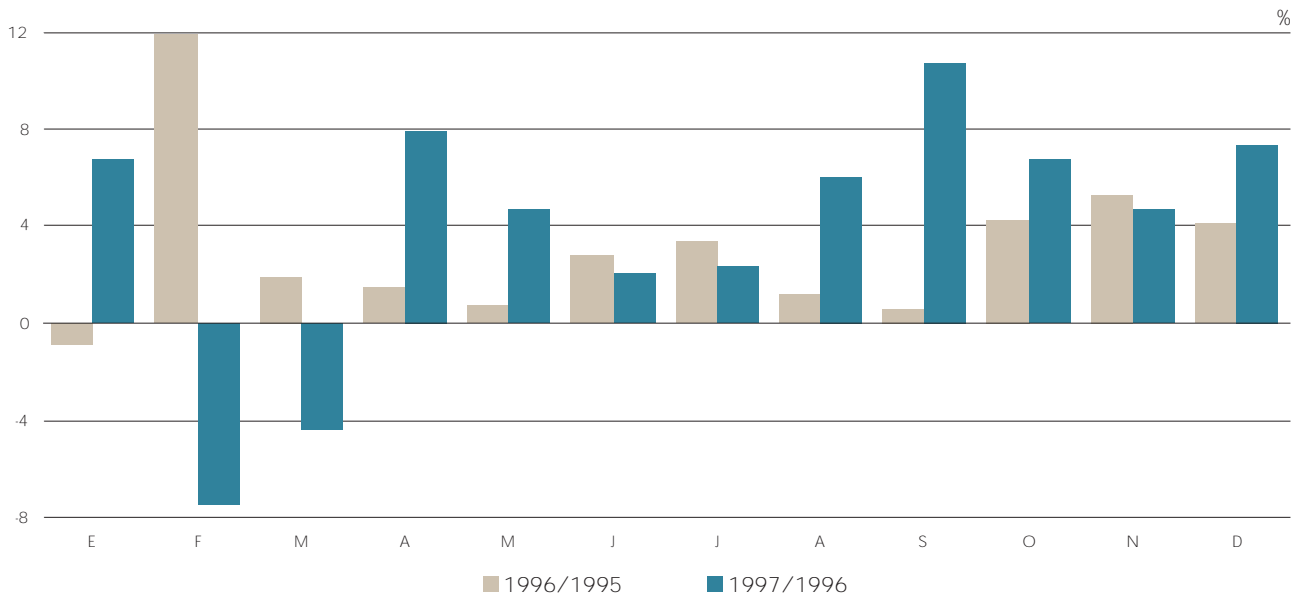


Gráfico 1.1.6
Crecimiento acumulado de la demanda en barras de central

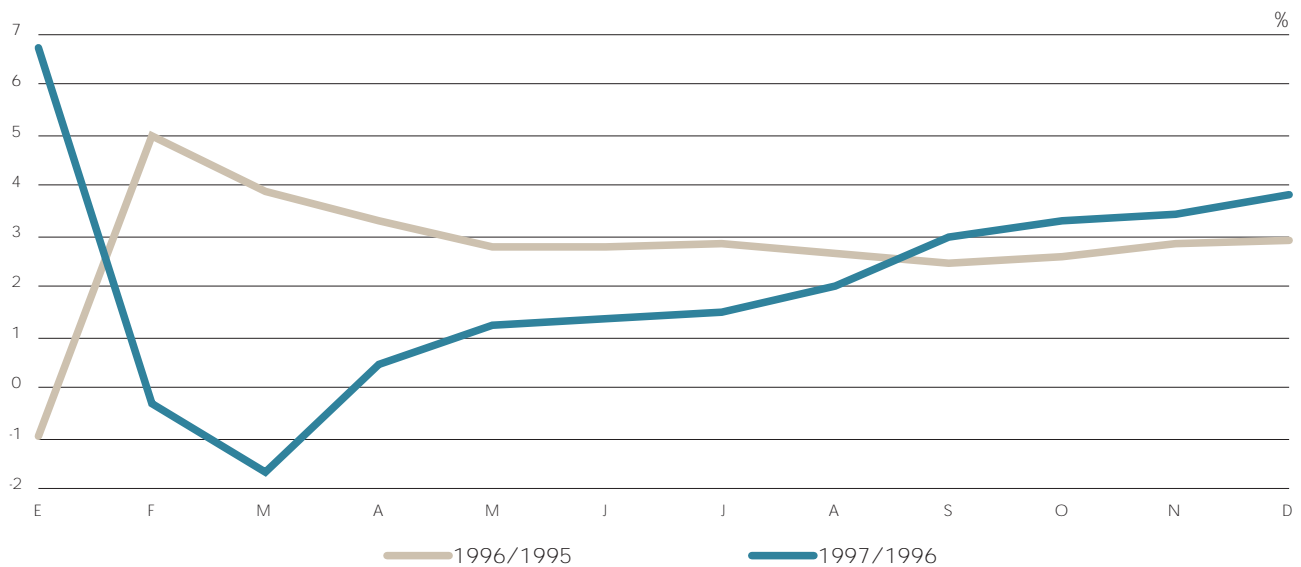


Gráfico1.1.7
Demandas semanales de energía eléctrica

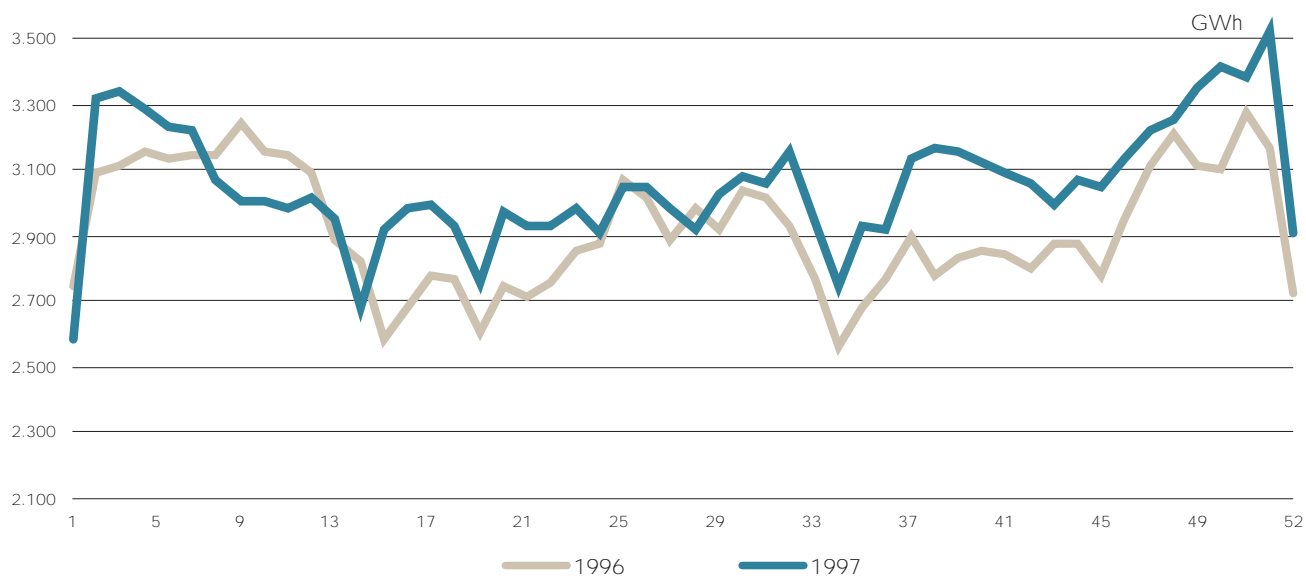


Gráfico1.1.8
Diagrama de cargas de la potencia gestionada por REE en el mercado peninsular.
Días de mayor demanda de energía

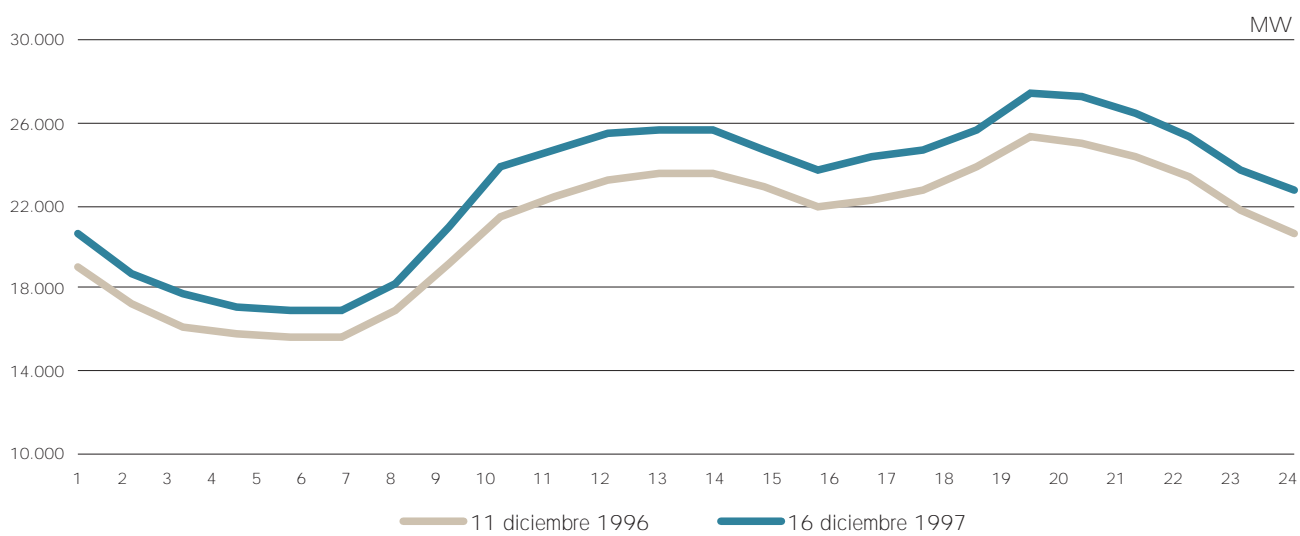


Gráfico1.1.9
 Diagrama de cargas de la potencia gestionada por REE en el mercado peninsular.
 Tercer miércoles de agosto

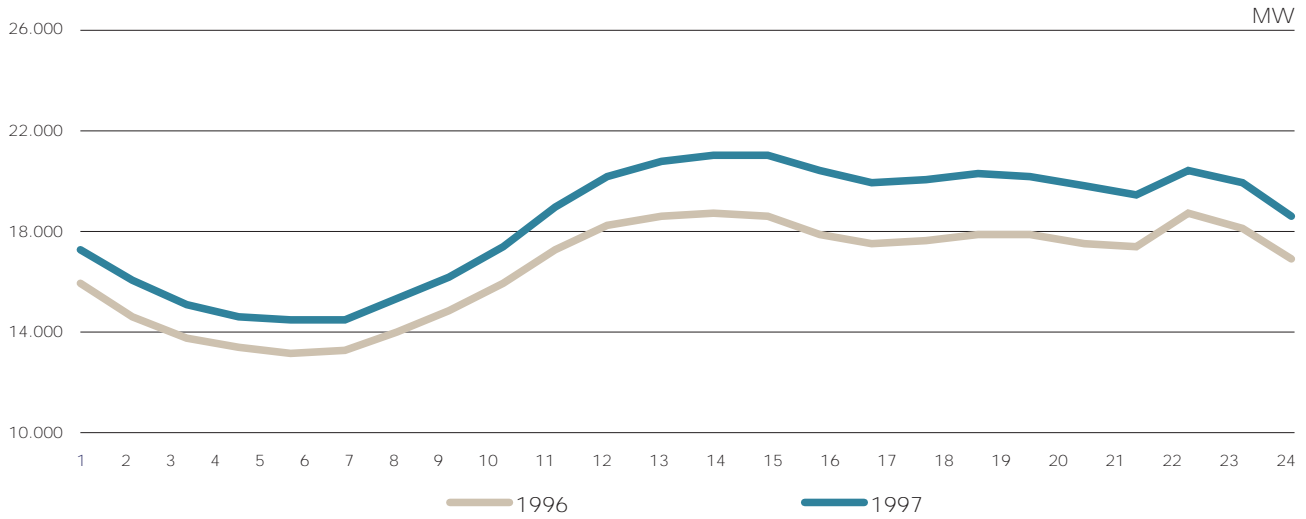


Gráfico1.1.10
 Diagrama de cargas de la potencia gestionada por REE en el mercado peninsular.
 Tercer miércoles de diciembre

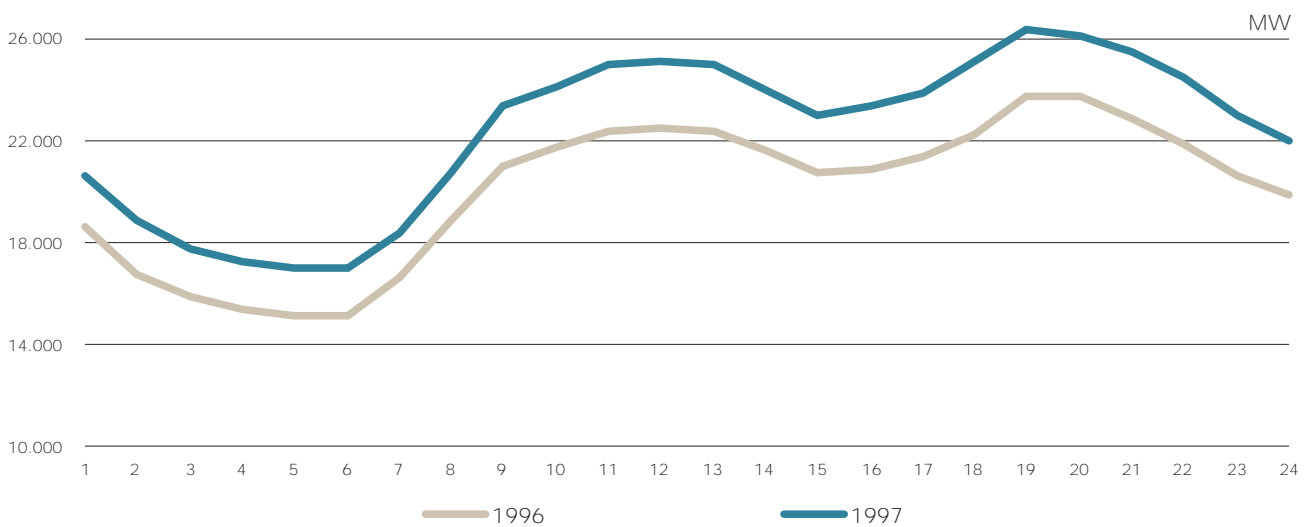


Gráfico1.1.11
 Diagrama de cargas de la potencia gestionada por REE en el mercado peninsular.
 Tercer domingo de agosto

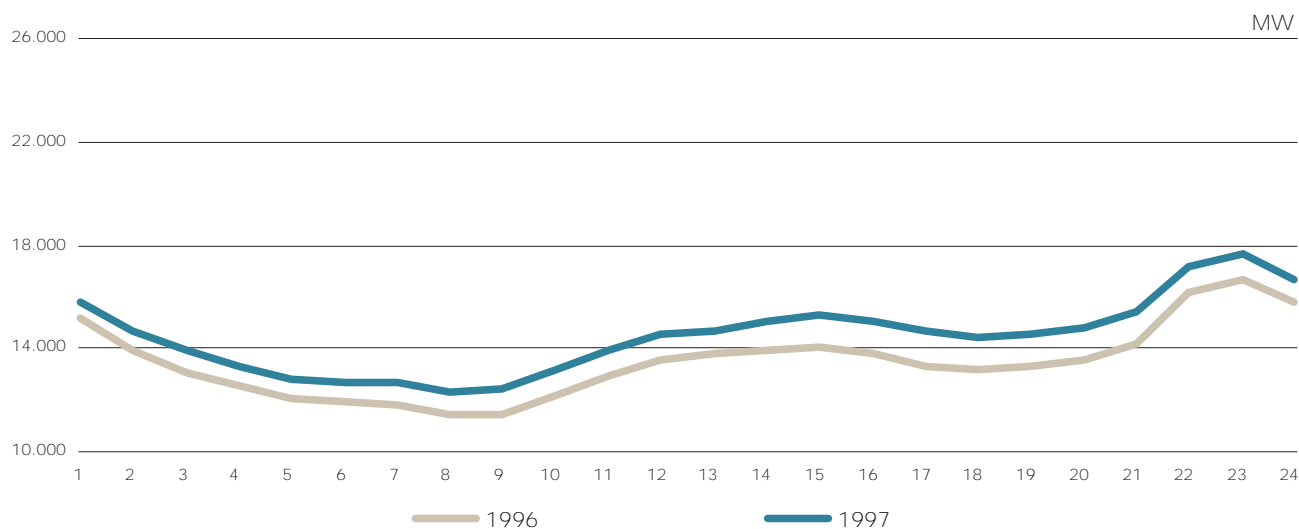


Gráfico1.1.12
 Diagrama de cargas de la potencia gestionada por REE en el mercado peninsular.
 Tercer domingo de diciembre

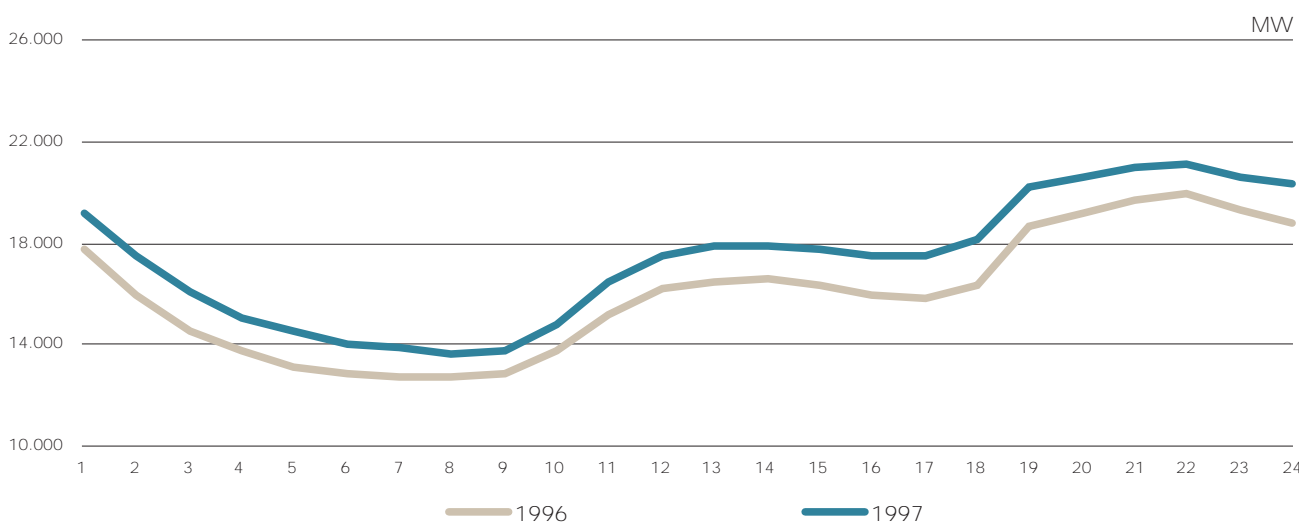


Gráfico 1.1.13
Evolución de los valores máximos de la demanda de potencia horaria y de energía diaria

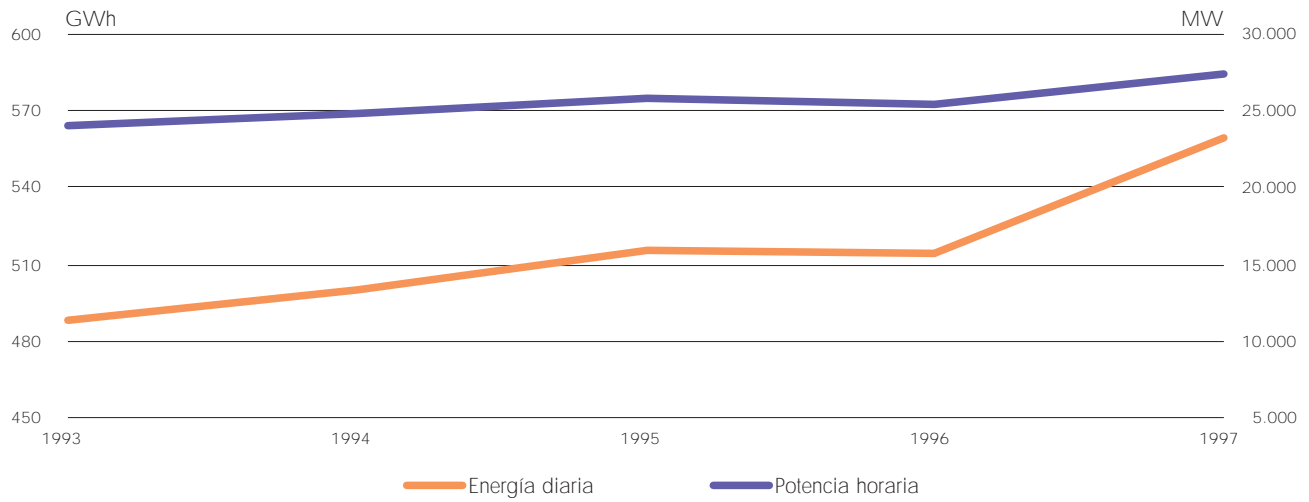


Gráfico 1.1.14
Puntas máximas de potencia semanales

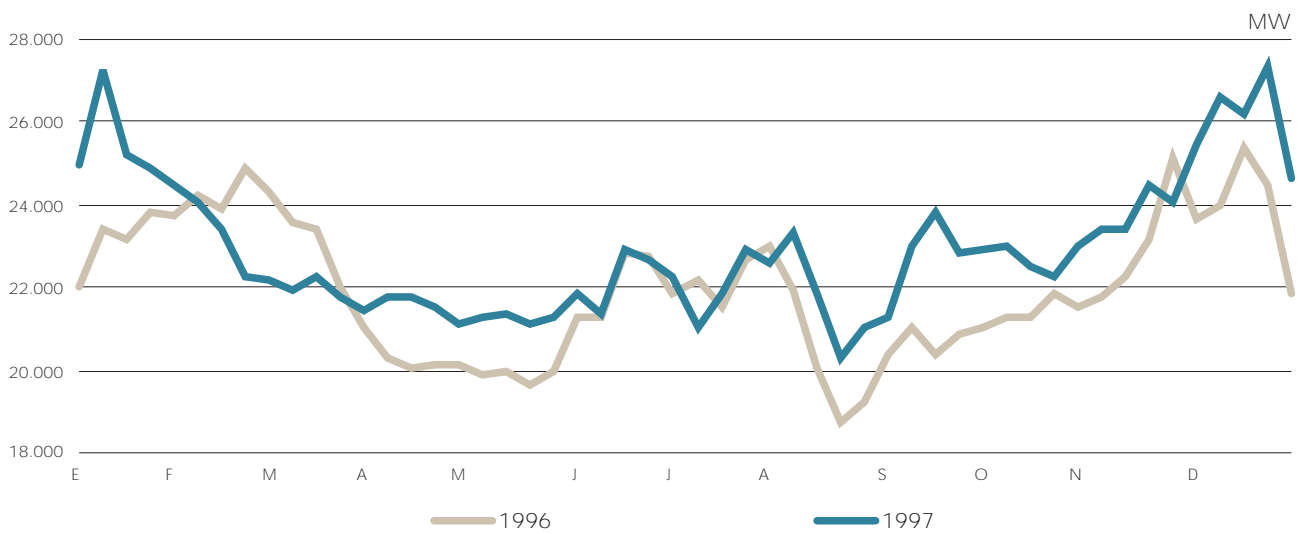


Gráfico 1.1.15
Monótona de demanda

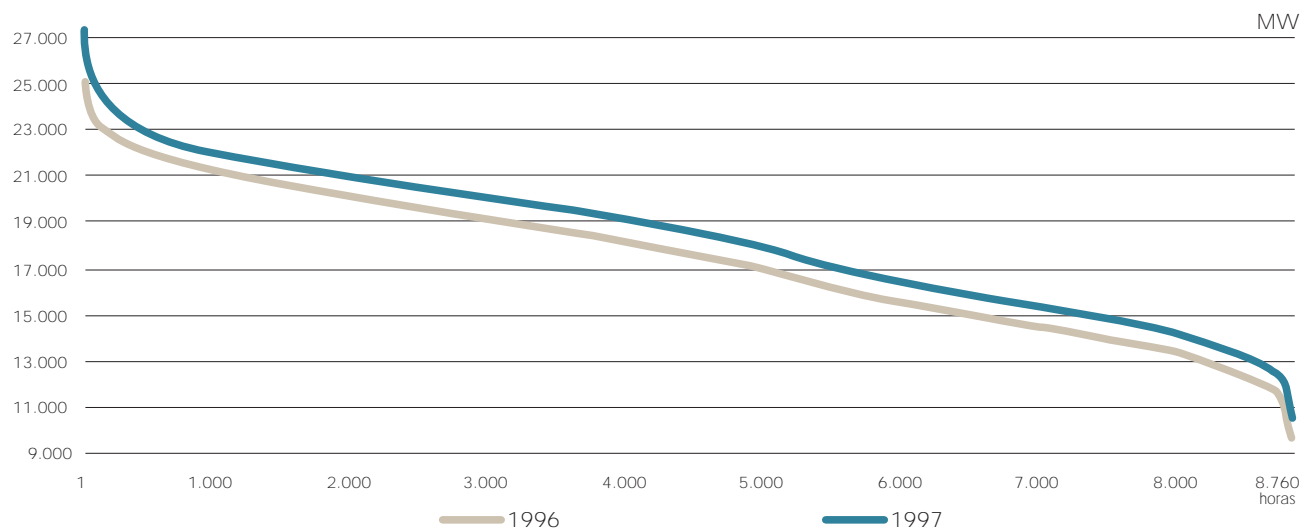


Gráfico 1.2.1
Evolución de la demanda de energía eléctrica y del P.I.B.
(Indices base 1982)

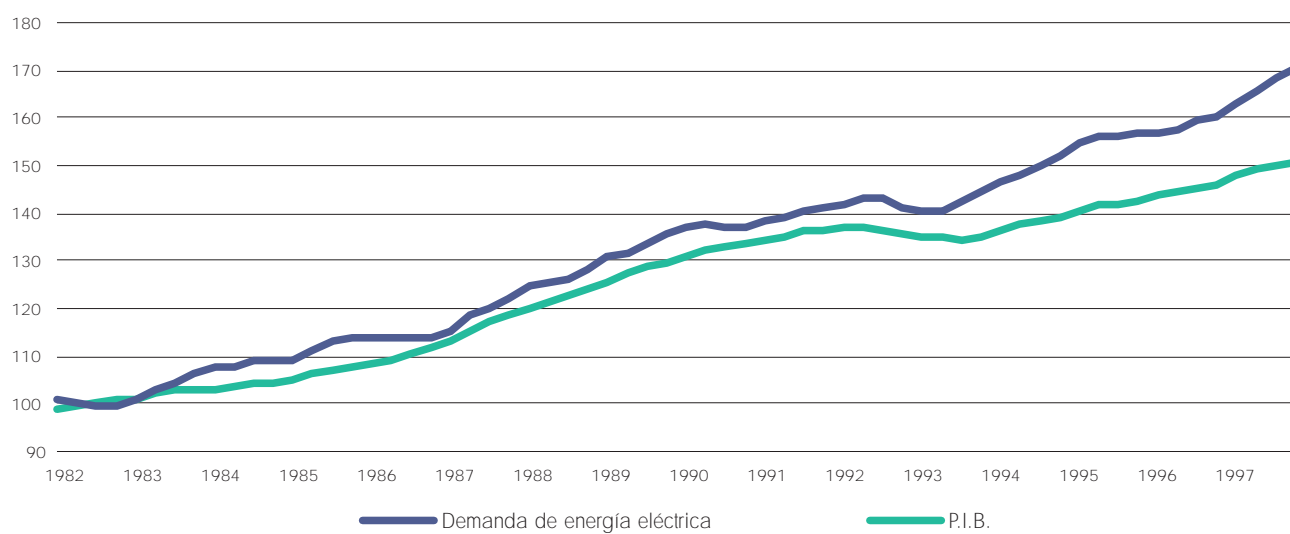


Gráfico 1.2.2
Evolución y tendencia de la demanda de energía eléctrica
en el período 1987 - 1997

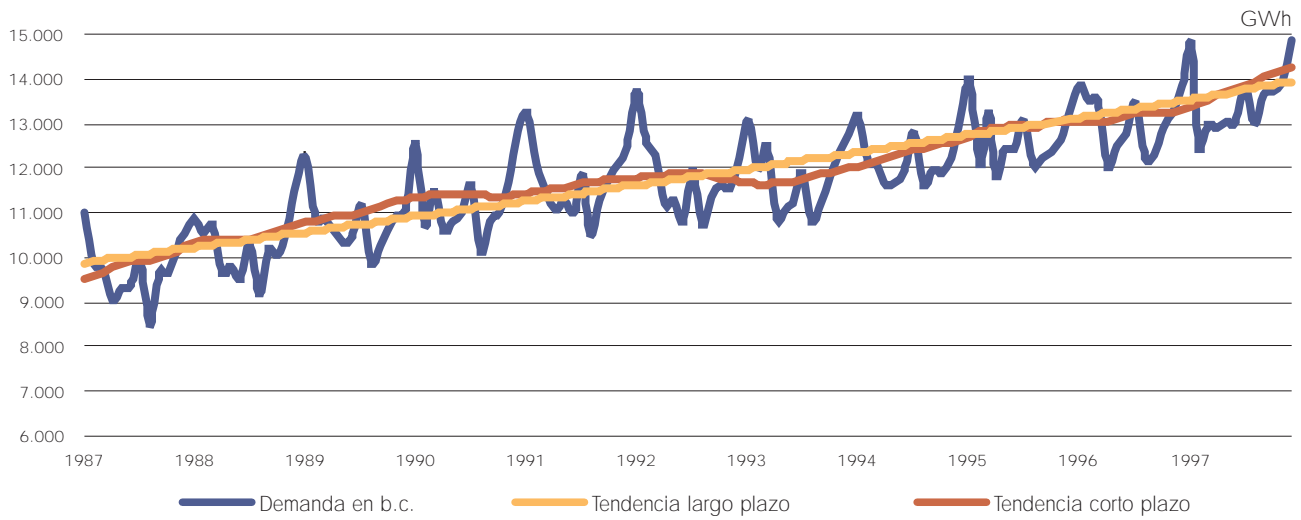


Gráfico 1.2.3
Componentes del crecimiento de la demanda mensual

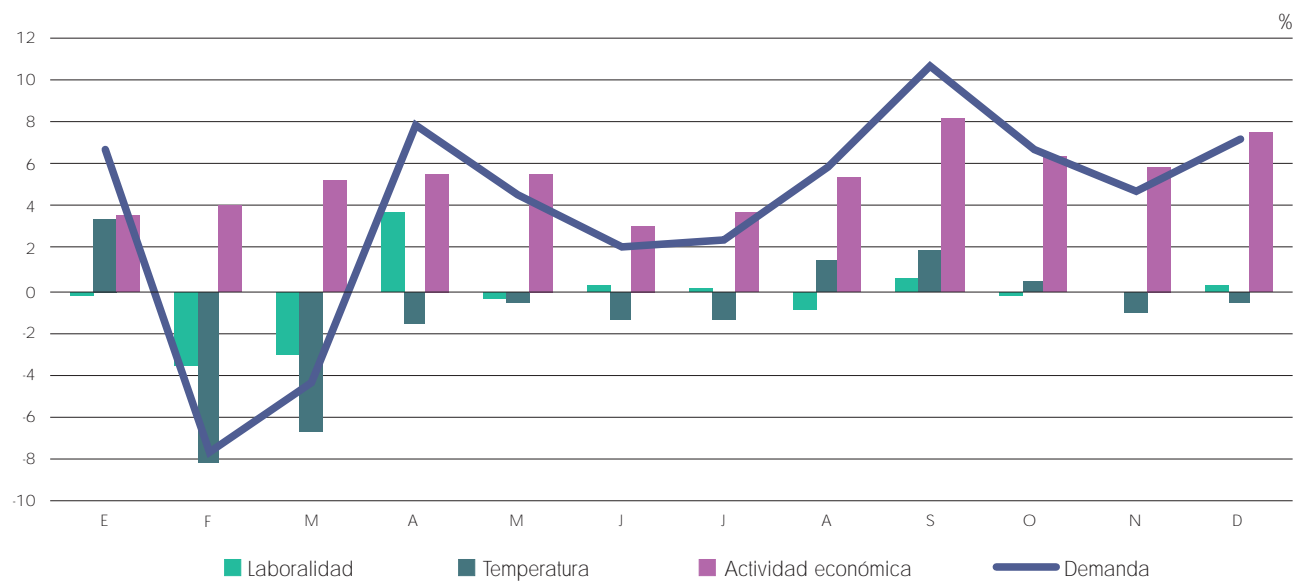


Gráfico 1.2.4
Demanda corregida de laboralidad y temperatura

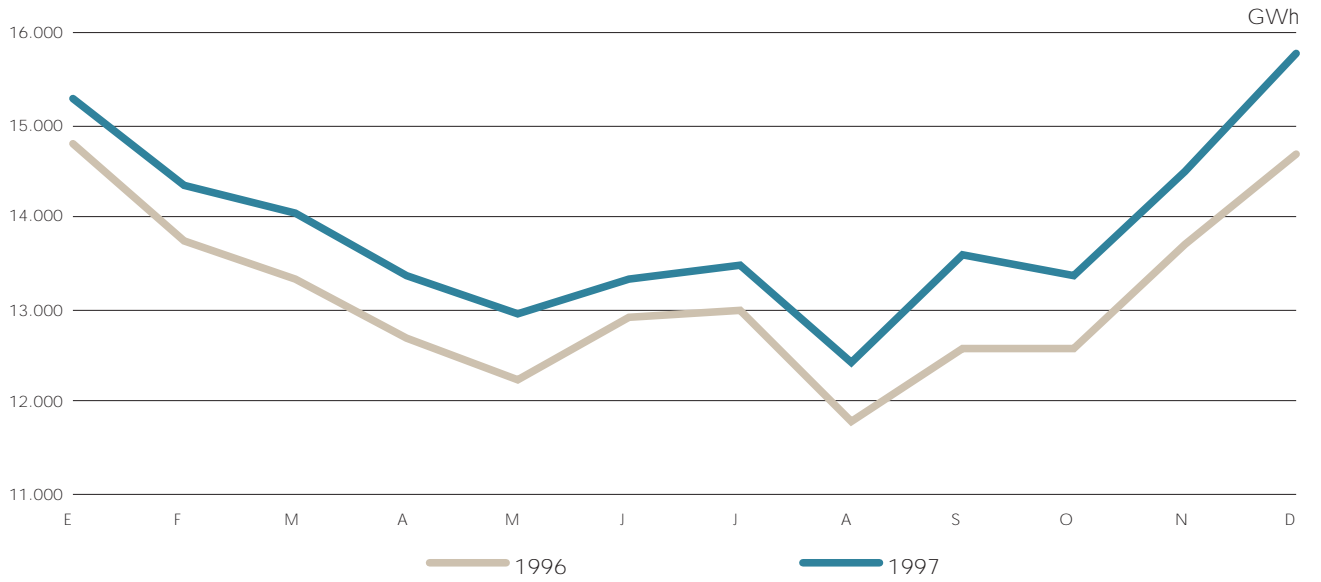


Gráfico 1.2.5
Temperatura peninsular

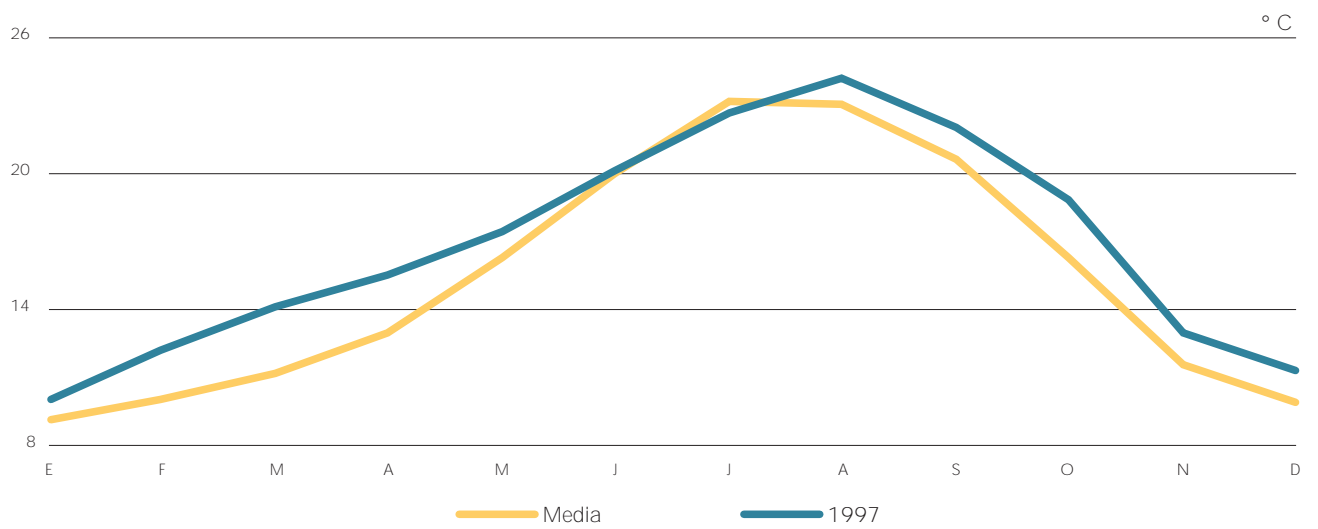
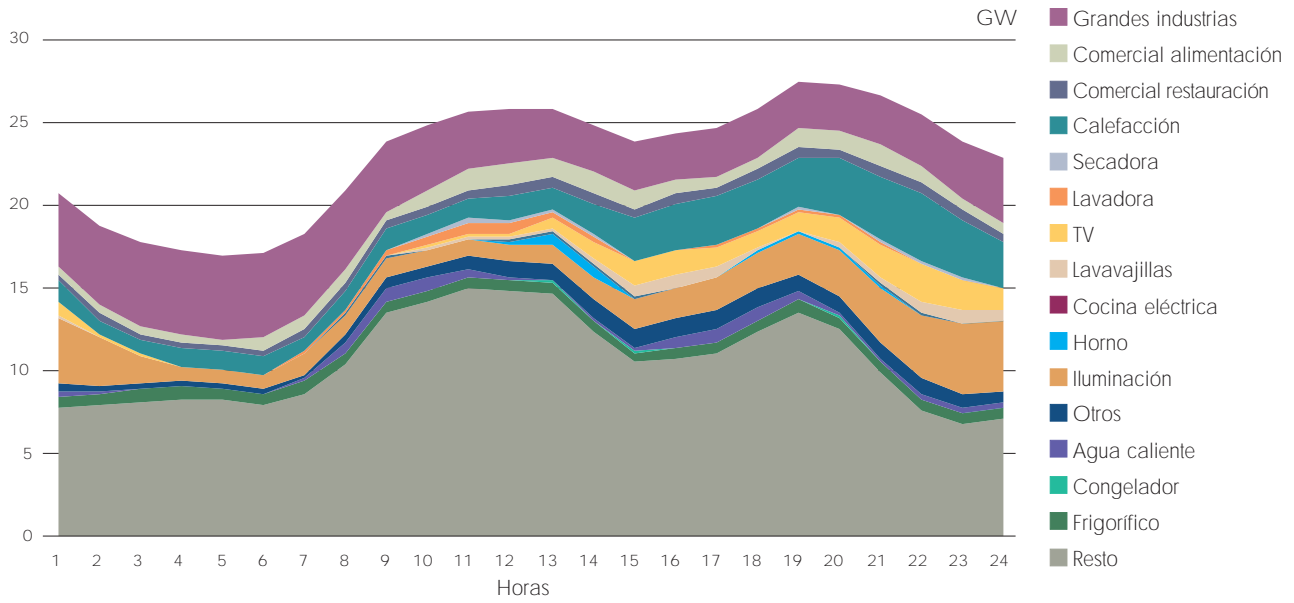
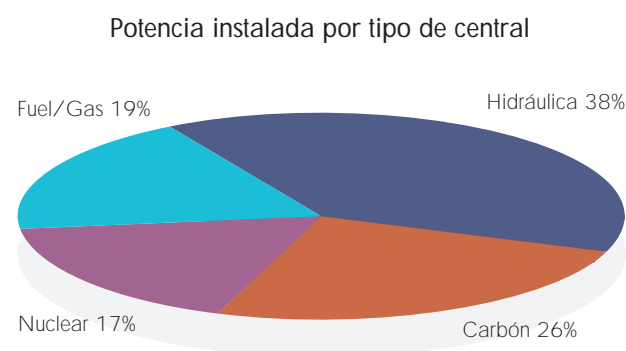


Gráfico 1.3.1
Curva de carga por usos del día de mayor demanda de energía



2.1 Potencia instalada en el sistema eléctrico peninsular

La potencia instalada en centrales pertenecientes a los subsistemas eléctricos, a 31 de diciembre de 1997, era de 43.551 MW, lo que supone un incremento de 692 MW respecto a 1996.



En agosto de 1997 entró en funcionamiento la central de Litoral 2 propiedad de ENDESA, con potencia nominal de 550 MW, quemando carbón importado.

Al alta anterior hay que añadir 159 MW de incremento de potencia correspondientes a los grupos 1 y 2 de las centrales nucleares de Ascó y Almaraz.

Durante 1997 se ha procedido a dar de baja a las centrales hidráulicas de Baños, Biescas I y

Altas y bajas en el equipo generador			
Grupo	Tipo	Fecha	Potencia (MW)
Altas:			
Almaraz I (1)	Nuclear	05/97	43,5
Almaraz II (1)	Nuclear	11/97	53,0
Ascó I (1)	Nuclear	08/97	26,0
Ascó II (1)	Nuclear	01/97	36,0
Litoral 2	Carbón imp.	08/97	550,0
Bajas:			
Baños (2)	Hidráulica	11/97	6,9
Biescas I (2)	Hidráulica	11/97	3,0
Sallent-Escarra (2)	Hidráulica	11/97	7,1

(1) Ampliación de potencia
(2) Pertenecientes a EASA

Sallent-Escarra, propiedad de EASA, con una potencia conjunta de 17 MW.

Las empresas eléctricas han continuado con la política de transformación de las centrales de fuel a gas, mediante el cambio de quemadores. De esta forma han pasado a ser bicombustibles las centrales de Santurce 1 y Algeciras 2 con 910 MW, sin que ello haya supuesto un aumento de la potencia instalada.

2.2 Funcionamiento del equipo generador

Durante 1997 no se produjeron incidencias significativas en el funcionamiento del equipo generador.

Sin embargo, es importante mencionar que la explotación del sistema, ha estado condicionada por la necesaria adaptación del sector a la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, cuyas principales líneas de actuación habían sido ya plasmadas en el Protocolo firmado entre las empresas eléctricas y la Administración el 11 de diciembre de 1996.

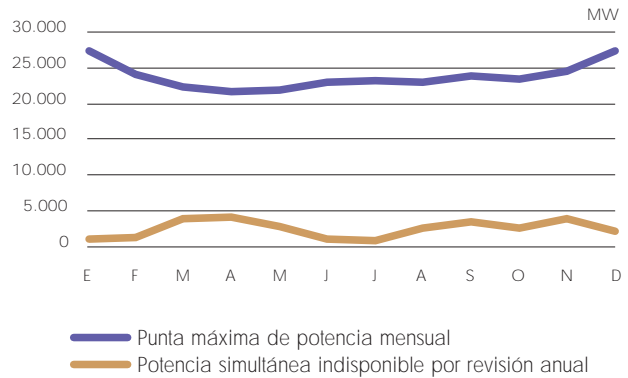
Consecuencia de lo anterior, las directrices de política energética, emanadas del Ministerio de Industria y Energía, por las que se ha regido la explotación, y muy especialmente las relativas al carbón nacional y gas natural, así como las especiales características hidrológicas del año 1997 han determinado el uso de los diferentes recursos de generación, cuyo resultado ha sido una intensa utilización de las centrales de carbón nacional y un consumo de gas natural muy superior al que venía siendo habitual en el sistema.

Este último hecho ha estado condicionado por la puesta en servicio del gaseoducto que enlaza la Península Ibérica con los yacimientos de gas natural argelinos.

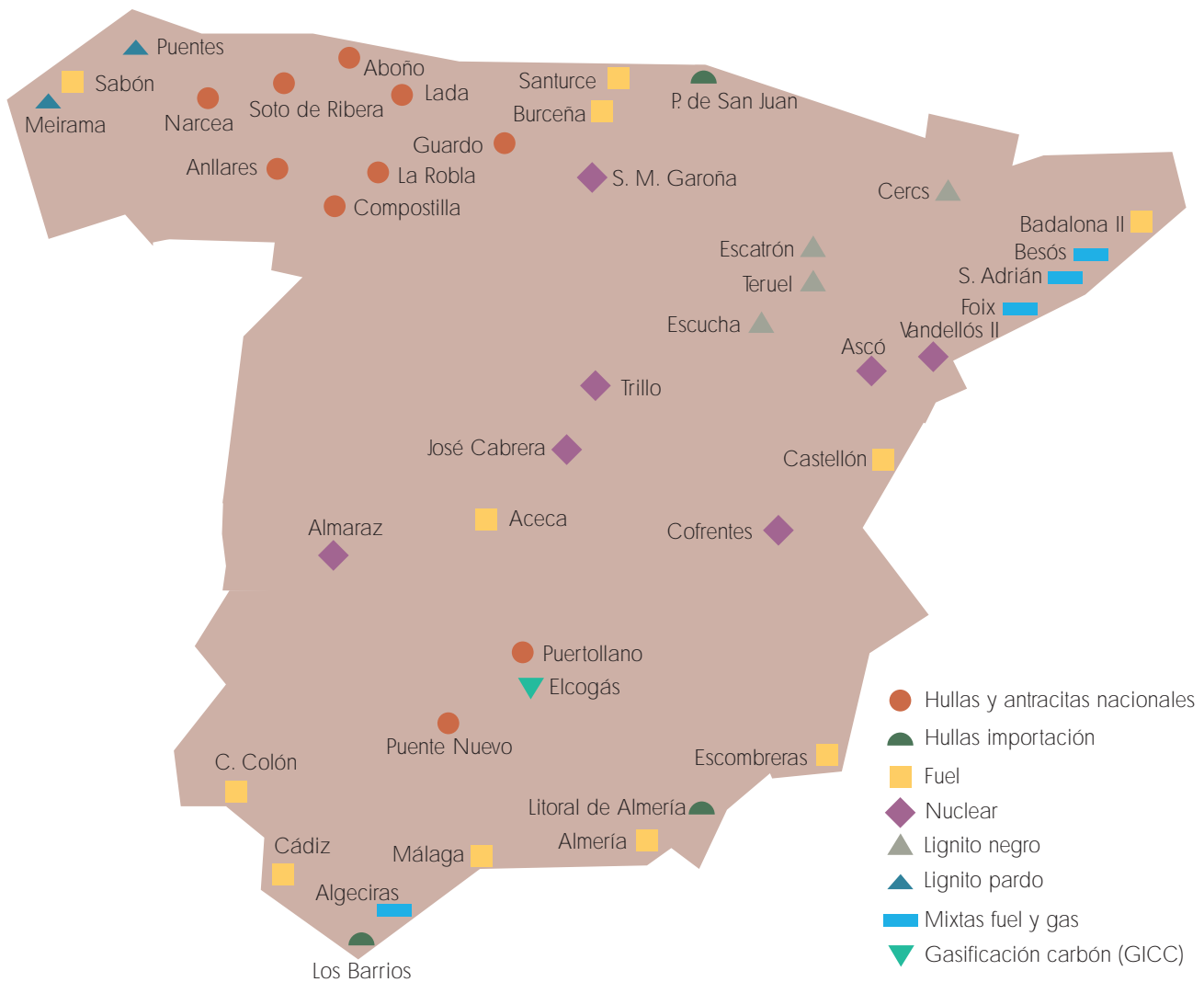
2

Los programas de mantenimiento y revisión de las centrales térmicas convencionales se realizaron con el objeto de garantizar unos índices eficaces y homogéneos de la cobertura de potencia, tratando a su vez de optimizar el coste final del kWh de acuerdo con las restricciones de política energética. La relación mínima entre la potencia simultánea en revisión anual y la punta máxima de potencia se produce, al igual que en años anteriores, en los meses de invierno.

Potencia en revisión anual en horas de máxima demanda



Situación de las centrales termoeléctricas peninsulares

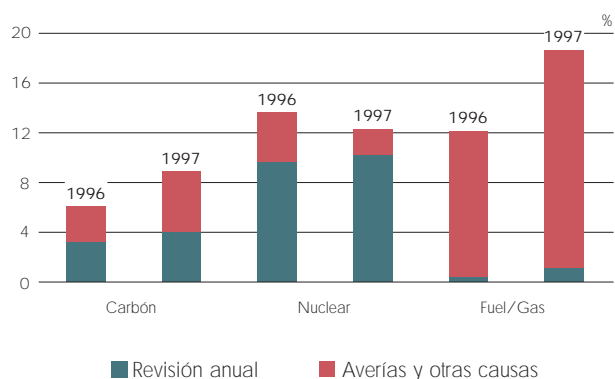


En 1997 se siguió aplicando el sistema de despacho de la generación establecido el 25 de mayo de 1993, que contempla la programación en rampa de los grupos térmicos y los subsistemas hidráulicos peninsulares. La programación en rampa permite un seguimiento más ajustado de la demanda, con variaciones más suaves de carga en los grupos.

La evolución de los recursos empleados para satisfacer las demandas máximas semanales se aprecia en el gráfico 2.2.2. Para los valores máximos semanales de producción horaria se representa la contribución de la producción térmica e hidráulica. La potencia disponible en centrales nucleares y de carbón indica la capacidad instalada en las mismas que está libre de mantenimiento en cada periodo y de indisponibilidad por avería.

El gráfico citado proporciona una visión aproximada de la necesidad de acoplar centrales de fuel, en contra de los objetivos de minimizar los costes variables.

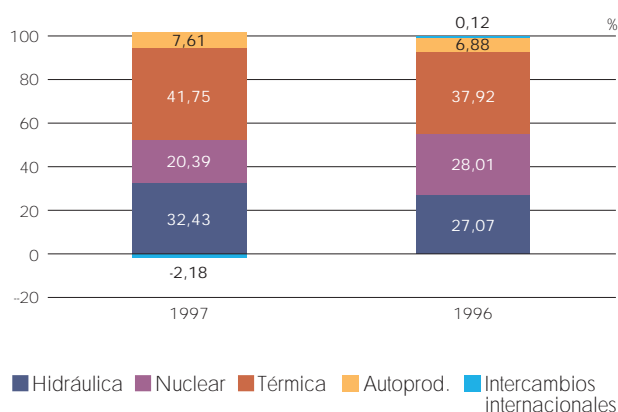
Indisponibilidad de centrales térmicas



En aquellas semanas en las que la potencia disponible nuclear y de carbón es inferior a la cobertura térmica teórica, es preciso recurrir a la producción con centrales de fuel, o bien a las importaciones de energía. Independientemente de estas circunstancias, en algunas ocasiones ha sido necesario recurrir al acoplamiento de este tipo de grupos por situaciones especiales de seguridad de la cobertura.

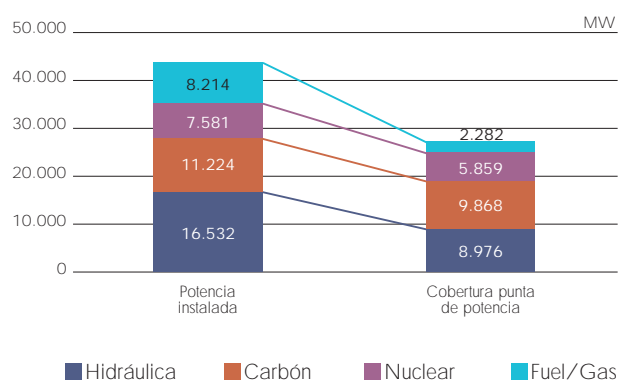
La disponibilidad del parque térmico se ha mantenido en niveles altos, aunque se ha visto afectada por el cambio de los quemadores en Santurce 1 y Algeciras 2, la indisponibilidad del grupo 3 de San Adrian, durante todo el año, así como por la entrada en explotación de Litoral 2.

Cobertura de la máxima demanda de potencia



La máxima demanda de potencia se cubrió con una producción neta del equipo generador, propiedad de los subsistemas eléctricos, de 25.882 MW y un saldo exterior de 1.487 MW (auto-producción más intercambios internacionales). Es importante destacar que en la hora de máxima demanda, el saldo de los intercambios internacionales era exportador en 596 MW.

Relación punta-potencia instalada



La flexibilidad que proporciona el equipamiento actual continúa permitiendo una cobertura sufi-

ciente de las demandas máximas, si bien la relación entre la máxima demanda horaria y la potencia instalada en las centrales pertenecientes a los subsistemas eléctricos ha aumentado respecto al año anterior alcanzando en 1997 el 62,8%.

2.3 Sistema de interrumpibilidad

El objetivo del sistema de interrumpibilidad es facilitar la modulación de la curva de carga mediante la disminución de las puntas extremas de demanda, facilitándose así la explotación del sistema general y evitando al mismo tiempo inversiones adicionales en nuevos equipos para cubrir dichas puntas.

Los clientes acogidos al sistema de interrumpibilidad se comprometen a poner a disposición del sistema eléctrico parte de la potencia demandada a cambio de la reducción de su facturación.

En los cuadros adjuntos al presente capítulo se recogen los datos sobre la potencia acogida a interrumpibilidad, abonados integrados al sistema y distribución sectorial de la potencia integrada.

Cuadro 2.1.1
Balance de potencia instalada (MW)
Sistema eléctrico peninsular

Tipo de central	Instalada 31.12.97	% s/total	Participación en generación %
Hidráulica convencional y mixta (1)	13.862		
Bombeo puro	2.670		
Total hidráulica	16.532	38,0	21,1
Nuclear	7.581	17,4	35,1
Hulla + antracita	5.960		
Lignito pardo	1.950		
Lignito negro	1.450		
Carbón importado	1.864		
Total carbón	11.224	25,8	39,5
Fuel/gas (2)	8.214	18,9	4,3
Total potencia	43.551	100,0	100,0

(1) Incluye EASA.

(2) Incluye GICC (Elcogás).

Cuadro 2.2.1
Cobertura de la demanda de potencia media horaria
para la punta máxima en 1997
(16 de diciembre, de 18 a 19 horas)

	MW	%
Total hidráulica	8.976	33,3
Hidráulica	8.280	30,7
Bombeo	696	2,6
Total térmica	18.009	66,7
Carbón	9.868	36,6
Gas natural	2.034	7,5
Fuel	248	0,9
Nuclear	5.859	21,7
Total producción b.a.	26.985	100,0
Total consumos propios	1.103	
Térmica	1.003	
Hidráulica	99	
Bombeo	1	
Total producción b.c.	25.882	
Saldo internacional	-596	
Andorra	0	
E.D.F.	-576	
E.D.P.	-20	
Autoproducción	2.083	
Demanda b.c.	27.369	

Gráfico 2.2.2
Cobertura de las potencias horarias máximas semanales en 1997

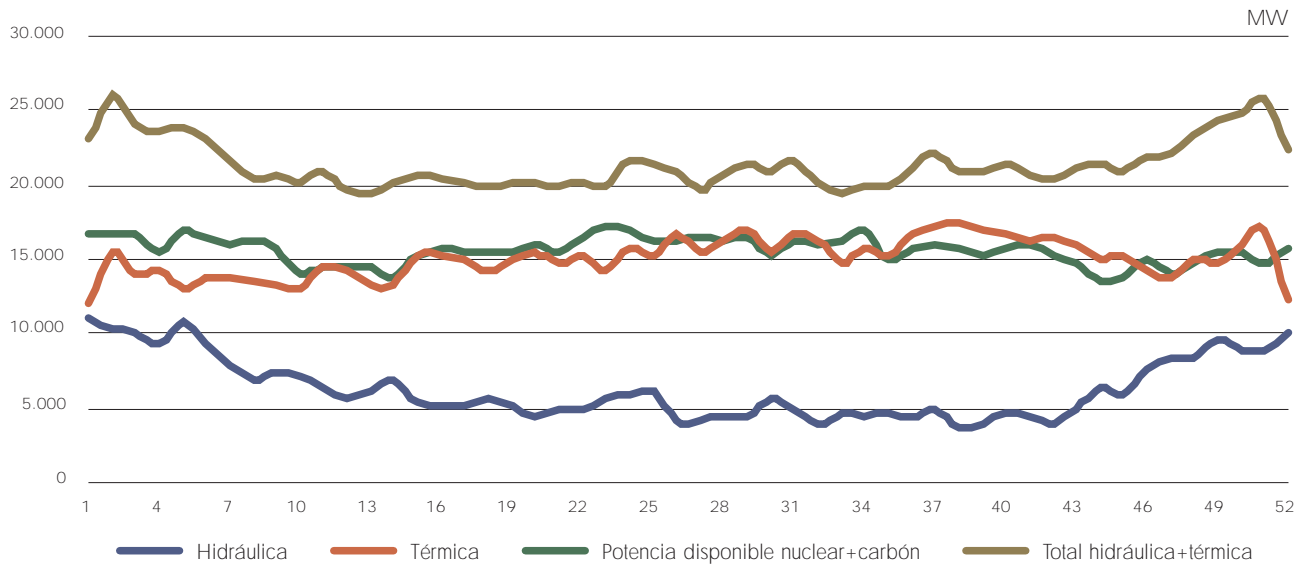
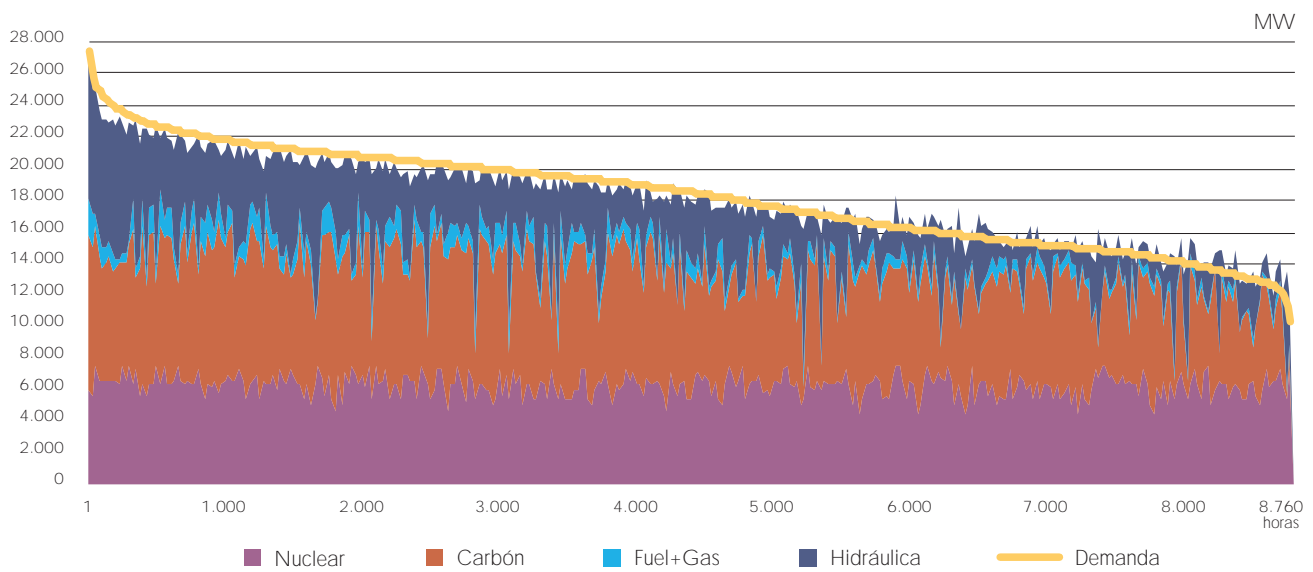


Gráfico 2.2.3
Curva monótona de carga en 1997



Cuadro 2.2.4
Plan anual de mantenimiento del equipo térmico

Grupos	MW	Plan anual de revisión											
		ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
JOSE CABRERA	160	29				17							
ASCO (G. 1)	973		1		6								
ALMARAZ (G. 2)	930		1			8							
S. M. GAROÑA	460			16		19							
VANDELLOS II	1.009								25		25		
COFRENTES	990									21		28	
TRILLO I	1.066										12		9
ALMARAZ (G. 1)	974											3	20
NUCLEAR (1)		160	160	2.523	2.523	1.090	0	0	1.009	1.999	2.056	2.040	974
NUCLEAR (2)		11,5	107,5	7.111,5	1.134,7	243,8	0,0	0,0	169,5	843,0	1.177,0	884,8	467,5
P.G.R. (G. 1)	350	1	5										
TERUEL (G. 2)	350	3		16									
P.G.R. (G. 4)	350	10		9									
SOTO (G. 2)	254		1		8								
LADA IV	350				20		25						
ABOÑO (G. 1)	360				28		29						
ESCATRON	80				5		21						
LA ROBLA (G. 2)	350								25		4		
LITORAL (G. 2)	550											27	27
LITORAL (G. 1)	550											3	28
COMPOSTILLA (G. 4)	350											3	3
MEIRAMA	550											17	31
P.G.R. (G. 2)	350											1	13
CARBON (1)		350	700	954	973	710	790	80	80	305	550	2.000	1.250
CARBON (2)		42,0	378,0	399,0	167,1	512,4	57,6	40,3	58,8	33,6	66,0	1.119,6	543,6
ALGECIRAS (G. 2)	533	1					20						
BESOS (G. 2)	300				1		19						
SANTURCE (G. 1)	377					19							
GICC-PL	320							14					
FOIX	520								18				15
FUEL / GAS (1)		533	533	533	833	910	910	697	1.217	1.217	0	0	0
FUEL / GAS (2)		396,6	358,2	396,6	520,6	514,2	527,3	418,7	693,3	363,5	0,0	0,0	0,0
TERMICA (1)		883	1.393	3.660	3.610	2.413	990	777	2.576	2.576	2.606	3.490	2.224
TERMICA (2)		450,1	843,7	2.507,0	1.822,3	1.270,4	584,9	459,0	921,6	1.240,1	1.243,0	2.004,4	1.011,1

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

Cuadro 2.3.1
Potencia máxima no suministrada por aplicación de interrumpibilidad
Campaña 96 - 97

Fecha de aplicación	Tipo aplicado				Máximo período simultáneo de interrupción
	A MW	B MW	C MW	D MW	
2 de enero de 1997	--	--	85	--	180 minutos
7 de enero de 1997	--	--	40	--	180 minutos
Total campaña	--	--	125	--	--

Se define la campaña a efectos del régimen de interrumpibilidad como el período comprendido entre el día 1 de noviembre de cada año y el 31 de octubre del año siguiente.

Cuadro 2.3.2
Potencia ofertada y abonados integrados en el sistema de interrumpibilidad
Campaña 96 - 97

Tipo	Potencia ofertada (MW)		Duración máxima	Tiempo de preaviso	Número de abonados
	Valle	Punta y Llano			
Tipo A	5.035	2.591	12 h	16 h	281
Tipo B	5.040	2.596	6 h	6 h	280
Tipo C	5.041	2.590	3 h	1 h	278
Tipo D	4.825	2.392	45 min.	5 min.	242

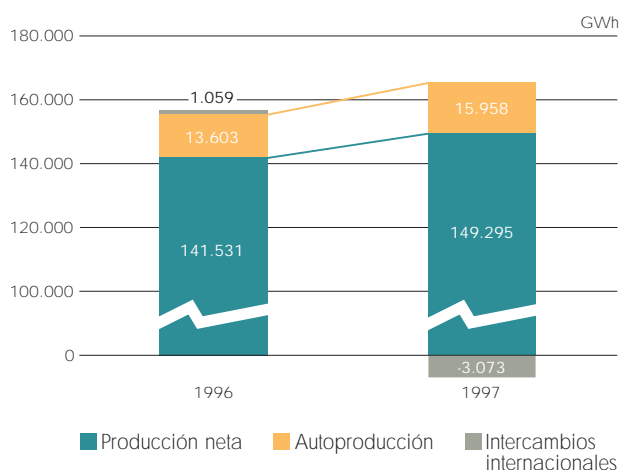
Cuadro 2.3.3
Potencia ofertada en punta y llano por sectores de actividad (MW)
Campaña 96 - 97

Sector	Tipo A	Tipo B	Tipo C	Tipo D
Químico	509	505	497	442
Metalurgia	647	653	663	685
Cemento	219	221	221	216
Papel y transformados de la madera	233	233	234	190
Siderurgia no integral	440	440	440	430
Siderurgia integral	165	165	149	133
Automoción	120	120	118	81
Minería y transformados	111	112	112	92
Ferroaleaciones	14	14	14	14
Servicios, textil y otros	133	133	142	109
Total	2.591	2.596	2.590	2.392

3.1 Cobertura de la demanda de energía eléctrica

La demanda de los subsistemas eléctricos durante 1997 alcanzó un total acumulado en barras de central de 162.180 GWh, lo que supone un incremento del 3,8% respecto al año anterior (4,1% si se corrige el efecto del día adicional por año bisiesto, correspondiente al 29 de febrero de 1996).

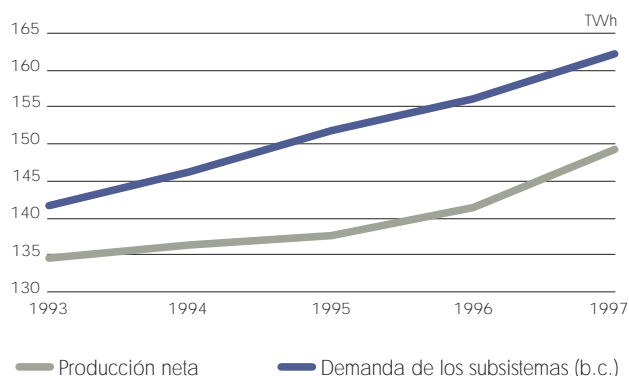
Cobertura de la demanda b. c.



Con carácter general la demanda se cubre con energía procedente de las centrales propiedad de los subsistemas eléctricos, autoproducción e intercambios internacionales.

El crecimiento de estas aportaciones no fue homogéneo durante 1997. La energía neta generada por los subsistemas (que se obtiene descontando de la producción en b.a. los consumos propios de generación y el consumo en las centrales de bombeo) ha experimentado un incremento superior a la demanda en abonado final, mientras que la energía de autoprodutores ha aumentado un 17%, crecimiento sensiblemente inferior al registrado el año anterior. Por contra, el saldo de los intercambios internacionales ha cambiado de signo, finalizando el año con un saldo exportador de 3.073 GWh.

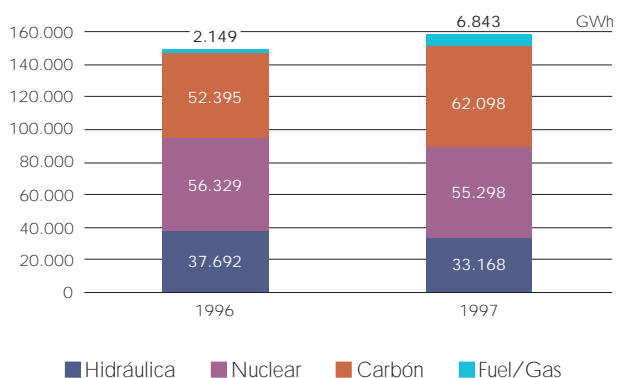
Evolución de la producción de energía y demanda de los subsistemas



La producción total de energía eléctrica, procedente de las centrales propiedad de los subsistemas eléctricos durante 1997, fue de 157.407 GWh medidos en bornes de alternador (b.a.), un 6,0% superior a la de 1996.

Este crecimiento de la producción en b.a., muy superior al incremento de la demanda, ha sido absorbido por el cambio de signo en el saldo de los intercambios internacionales.

Estructura de la producción en b.a. por tipo de central

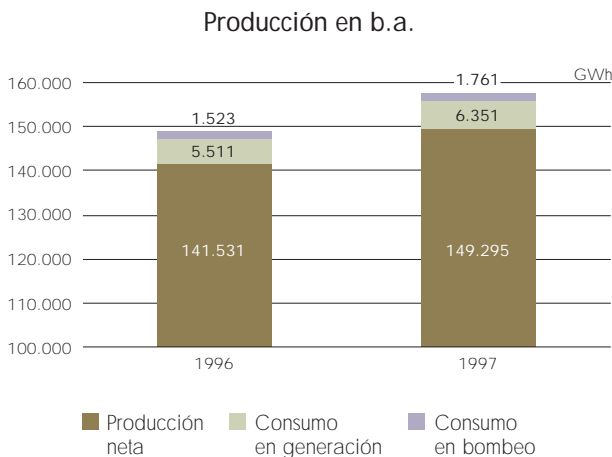


Esta situación ha venido propiciada por la necesidad de incrementar la producción de las centrales de gas para consumir el cupo establecido, así como por el objetivo, en la explotación unifi-

cada del sistema eléctrico, de reducir las existencias de carbón CECA de origen nacional en los parques de las centrales térmicas a niveles de seguridad, condición necesaria para el inicio de una nueva etapa basada en un modelo competitivo de operación, hechos éstos que, han venido acompañados, además, por una elevada hidraulicidad que ha situado el índice de producible hidroeléctrico en el 1,19.

La producción neta, una vez descontados de la producción en b.a. los consumos propios y los consumos en bombeo, alcanzó los 149.295 GWh, un 5,5% superior a la de 1996.

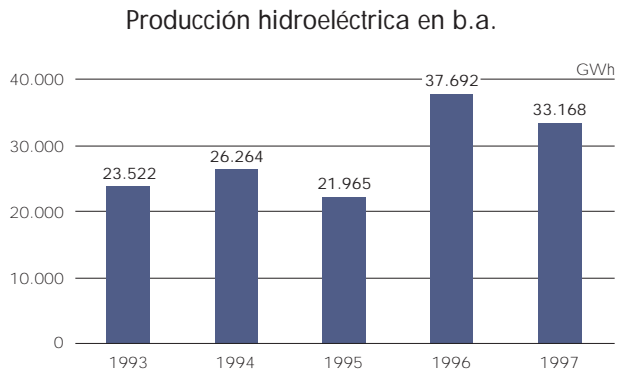
Hay que destacar el aumento en los consumos propios en generación, que pasaron de 5.511 GWh en 1996 a 6.351 GWh, un 15,2% de crecimiento, consecuencia del incremento de la producción en b.a. y del mayor peso de la producción de origen térmico.



3.2 Generación hidroeléctrica

La producción con aportaciones naturales y gestión de reservas fue de 32.035 GWh y la generación con bombeo de ciclo cerrado fue de 1.133 GWh, resultando una producción hidroeléctrica total de 33.168 GWh, con una disminución del 12% respecto al año anterior.

Esta cifra es un 10% superior a la producción que correspondería a un año de hidraulicidad media. La participación de la generación de origen hidráulico en la producción en b.a. de las empresas eléctricas fue del 21%, cuatro puntos menos que el año anterior.



El 44,9% de la producción hidroeléctrica peninsular se concentra en 16 centrales que generaron más de 500 GWh cada una durante el año.

Centrales hidroeléctricas con producción mayor de 500 GWh

Central	GWh	%
Aldeadávila	2.449	7,4
J.M.Oriol	2.238	6,7
Cedillo	1.091	3,3
Sauelle	893	2,7
San Esteban	851	2,6
Villarino	850	2,6
Aldeadávila II	807	2,4
Mequinenza	743	2,2
Villalcampo	741	2,2
Castro	737	2,2
Ribarroja	717	2,2
Valdecañas	586	1,8
Sauelle II	562	1,7
Ricobayo	556	1,7
Puente Bibey	544	1,6
Belesar	538	1,6
Total	14.903	44,9
Total hidroeléctrica	33.168	100,0

La energía producible hidroeléctrica registrada en 1997 fue de 35.726 GWh, con una probabilidad del 22% de ser superada. El 91% de este

producible se concentró en tan sólo cuatro cuencas hidrográficas.

Cuenca	1997	%
Norte	8.526	23,9
Duero	9.172	25,7
Ebro - Pirineo	8.393	23,5
Tajo	6.327	17,7
Resto	3.308	9,3
Total	35.726	100,0

La alta hidraulicidad del año, la cual ha supuesto un índice de energía hidroeléctrica producible del 1,19 respecto a la serie histórica que sirve de base para el cálculo de la energía producible en año hidráulico medio, ha condicionado la explotación del sistema y en concreto la gestión de las reservas.

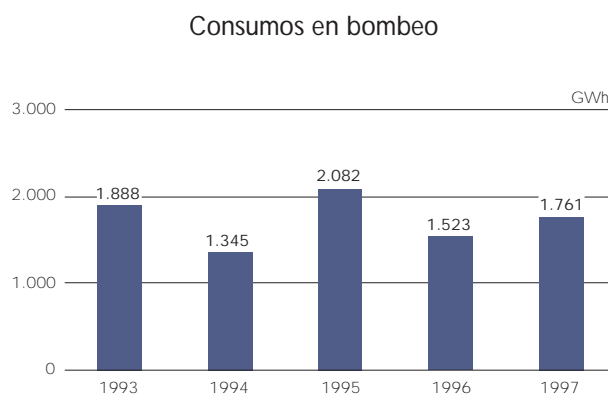
Año	GWh	Índice	Probabilidad de ser superado
1993	22.126	0,73	88%
1994	24.212	0,80	77%
1995	21.792	0,72	88%
1996	39.434	1,30	14%
1997	35.726	1,19	22%

La diferencia entre producible hidroeléctrico por un lado y la producción hidráulica menos la aportación del equipo de bombeo, corresponde a la variación de las reservas, las cuales aumentaron en el año en 3.682 GWh.

	Capacidad máxima	Reservas a 31-12-96	Reservas a 31-12-97	Reservas a 31-12-97 sobre capacidad
Anuales	8.164	5.323	6.486	79%
Hiperanuales	10.236	4.868	7.387	72%
Conjunto	18.400	10.191	13.873	75%

La gestión de reservas ha permitido llegar a final de año con unas reservas del 75% en el conjunto de los embalses de aprovechamiento hidroeléctrico, veinte puntos por encima del año anterior.

Los consumos en bombeo durante 1997 fueron de 1.761 GWh, un 15,6% superiores a los del ejercicio anterior. Este consumo es consecuencia de una mayor utilización de las instalaciones de bombeo, basado en la necesidad de evitar vertidos de excedentes hidráulicos y por la fuerte participación de los recursos térmicos, como consecuencia de las restricciones de política energética dictadas por la Administración.



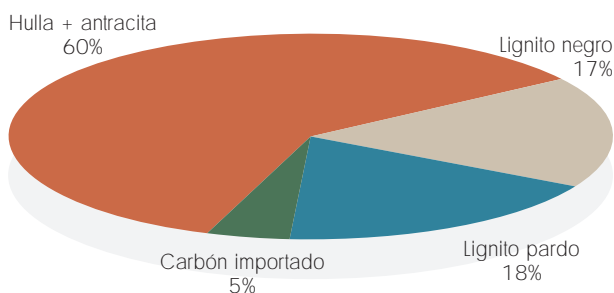
3.3 Generación en centrales térmicas de carbón.

Las centrales térmicas de carbón pertenecientes a los subsistemas eléctricos peninsulares han producido 62.098 GWh, un 18,5% más que el año anterior, con una participación del 39,5% en la generación total, cuatro puntos superior a la de 1996. Este incremento de producción es el resultado de la consecución del objetivo de reducción de las existencias de carbón nacional fijado por la Administración con vistas a la adaptación del sector eléctrico al nuevo modelo regulatorio que entrará en vigor a partir del 1 de enero de 1998.

Los incrementos de producción de los diferentes

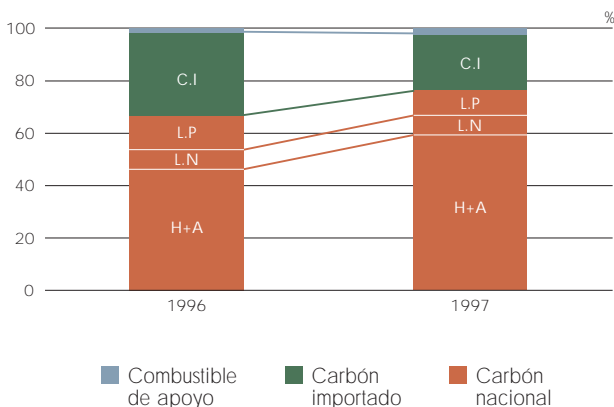
tipos de centrales térmicas no han sido homogéneos, mientras las centrales de lignito negro y hulla y antracita han incrementado su producción en un 35,2% y en un 40,2% respecto a 1996, las de carbón de importación y lignito pardo redujeron sus aportaciones en un 48,5% y en un 9,2% respectivamente con relación al mismo periodo.

Estructura de producción por tipo de central



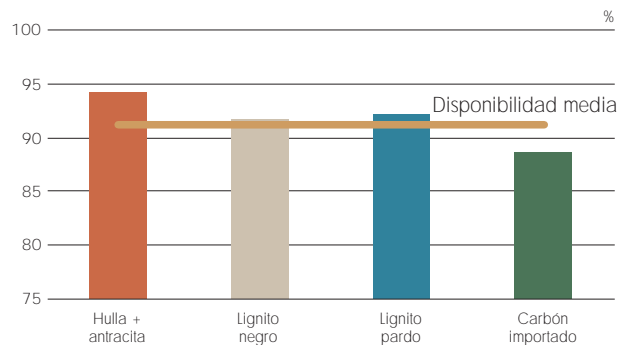
En cuanto a la distribución de la producción según el combustible utilizado en las centrales termoeléctricas de carbón, la utilización de los stocks de carbón nacional ha llevado a un incremento del 51% en la generación con hulla nacional y del 28% en la de lignito negro, mientras que la generación con carbón importado y lignito pardo, han descendido en un 22% y 11% respectivamente.

Estructura de la producción por tipo de combustible



La disponibilidad media del equipo fue de un 93%, ligeramente inferior a la de 1996, y el factor de utilización del equipo acoplado alcanzó el 90%.

Disponibilidad de las centrales de carbón



3.4 Generación en centrales térmicas de fuel y mixtas

La producción de los grupos de fuel y mixtos durante 1997 ha triplicado la del año 1996, alcanzando los 6.843 GWh, un 4,3% de la producción total del año.

Esta producción es el resultado del incremento de generación en las centrales bicombustibles que se ha elevado a 6.711 GWh, de los cuales la práctica totalidad han sido generados con gas natural (6.597 GWh).

Este aumento del consumo de gas natural responde a la aplicación durante 1997 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, consecuencia del Protocolo de intenciones para el uso del gas natural en la generación de energía eléctrica de 8 de junio de 1994.

En este contexto, durante el año 1997 se ha continuado el proceso de adaptación de grupos de fuel a la producción con gas, cambiándose los quemadores de los grupos Algeciras 2 y Santurce 1, lo que ha supuesto la conversión a gas de 910 MW.

La disponibilidad conjunta de las centrales de fuel y mixtas fue de un 81% y el factor de utilización del equipo acoplado del 59%.

3.5 Generación en centrales nucleares.

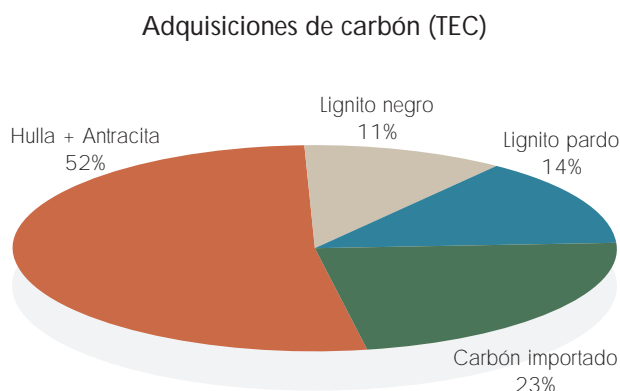
Las centrales nucleares participaron en la producción total de 1997 en un 35%, 3 puntos menos que en 1996, con una generación en bornes de alternador de 55.298 GWh, inferior en un 1,8% a la del año anterior. Esta disminución es consecuencia de la mayor producción con carbón y gas derivada de las directrices de política energética anteriormente señaladas y del adelanto en las revisiones de algunos grupos nucleares (como Almaraz), que han aumentado la indisponibilidad programada y reducido la generación.

Lo anterior se ha reflejado en un factor de utilización del equipo nuclear acoplado de un 95%, 3 puntos inferior al de 1996.

La disponibilidad total del parque nuclear, incluida la recarga de combustible y la revisión programada, fue del 87%, si bien la indisponibilidad por avería ha sido tan sólo de un 2,4%.

3.6 Adquisición de combustibles

Los objetivos de política energética, fijados por la Administración para el año 1997, han modificado de forma significativa las cifras de adquisiciones y consumos de combustible respecto a las del año 1996.



Durante 1997 los subsistemas eléctricos adquirieron 31.385 kT de carbón, un 8,3% menos que el

año anterior, y consumieron 34.561 kT, 14,5% más que en el año 1996. Es importante destacar el descenso de las adquisiciones de carbón de importación, un 20,3% inferiores a las de 1996, así como el importante incremento del consumo de carbón nacional, un 49,4% para la hulla nacional y un 33,3% para el lignito negro.

Las existencias de carbón en los parques de las centrales a 31 de diciembre ascendían a 8.793 kT, un 28% menos que el año anterior, como consecuencia de la elevada utilización de las centrales de carbón nacional.

El consumo de fuel se ha reducido a 190 kT, de las cuales 126 se quemaron en las centrales de carbón como combustible de apoyo.

Finalmente, el consumo de gas natural en 1997 se ha incrementado hasta alcanzar los 1.800 millones de m³, casi 10 veces la cifra del año anterior.

3.7 Costes de generación

El coste unitario total de generación de la energía producida en las centrales propiedad de los subsistemas eléctricos durante 1997 fue de 7,70 PTA/kWh, de las cuales 5,08 PTA/kWh corresponden a costes fijos y 2,63 PTA/kWh a costes variables. El coste unitario de generación ha disminuido cerca de 1 PTA/kWh con respecto al año anterior, consecuencia de las reducciones y laminaciones de costes consideradas en la tarifa de 1997 por aplicación del Protocolo para el establecimiento de una nueva regulación del sistema eléctrico nacional.

Los costes de combustible neto correspondientes a los consumos en centrales propiedad de los subsistemas eléctricos fueron de 302.961 MPTA, superiores en 38.717 MPTA a los del año anterior. Este incremento es consecuencia del aumento en un 6% de la producción bruta y del descenso del 12% de la producción hidráulica, cuyo coste de combustible es nulo. El coste unitario de combustible en 1997 fue de 2,02 PTA/kWh, superior en 0,14 PTA/kWh al del año anterior.

Cuadro 3.1.1
Cobertura de la demanda de energía eléctrica
Sistema eléctrico peninsular (GWh)

	1997	1996	Δ %
Hidráulica	33.168	37.692	-12,0
Nuclear	55.298	56.329	-1,8
Carbón	62.098	52.395	18,5
Fuel/gas	6.843	2.149	218,4
PRODUCCION (b.a.)	157.407	148.565	6,0
- Consumos en generación	6.351	5.511	15,2
- Consumos bombeo	1.761	1.523	15,6
= PRODUCCION (b.c.)	149.295	141.531	5,5
+ Intercambios internacionales	-3.073	1.059	-
+ Autoproductores	15.958	13.655	16,9
= DEMANDA SUBSISTEMAS (b.c.)	162.180	156.245	3,8
- Otros intercambios y pérdidas en T,TF,D.	16.325	15.404	6,0
= DEMANDA EN ABONADO FINAL	145.854	140.840	3,6

El crecimiento anual de la demanda medida en barras de central, descontado el efecto del 29 de febrero de 1996 fue del 4,12%. Los datos de demanda en abonado final son provisionales.

Gráfico 3.1.2
Origen de la producción gestionada por REE

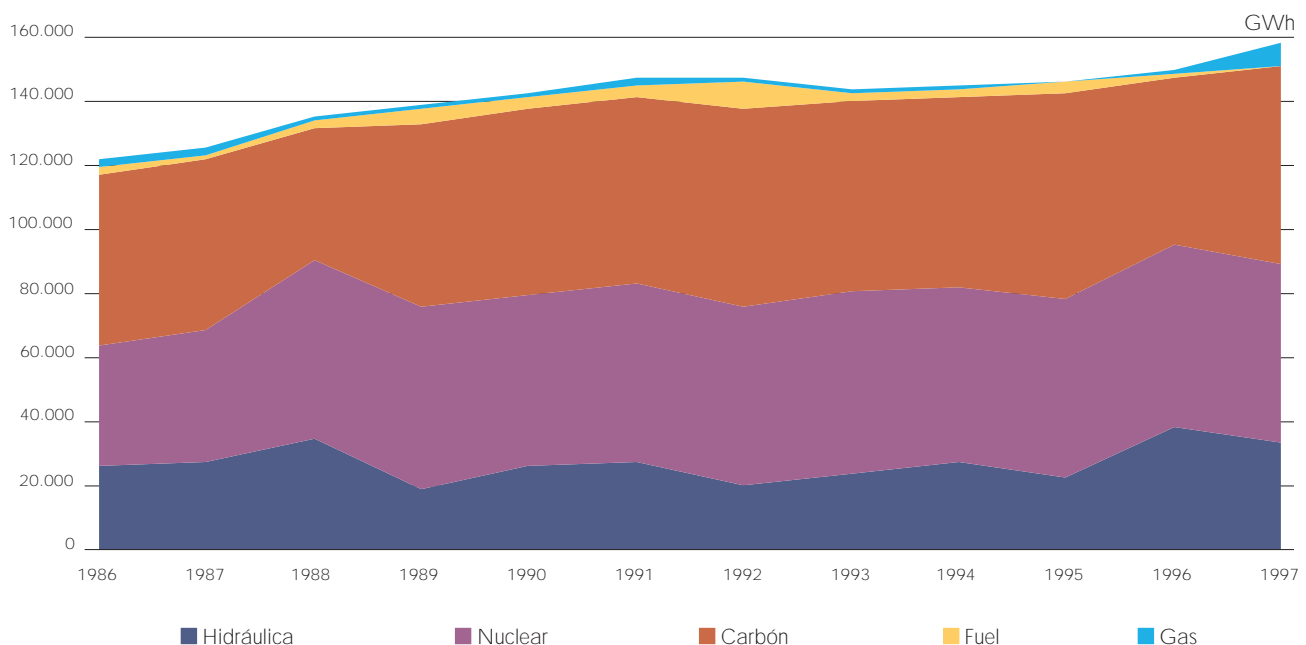
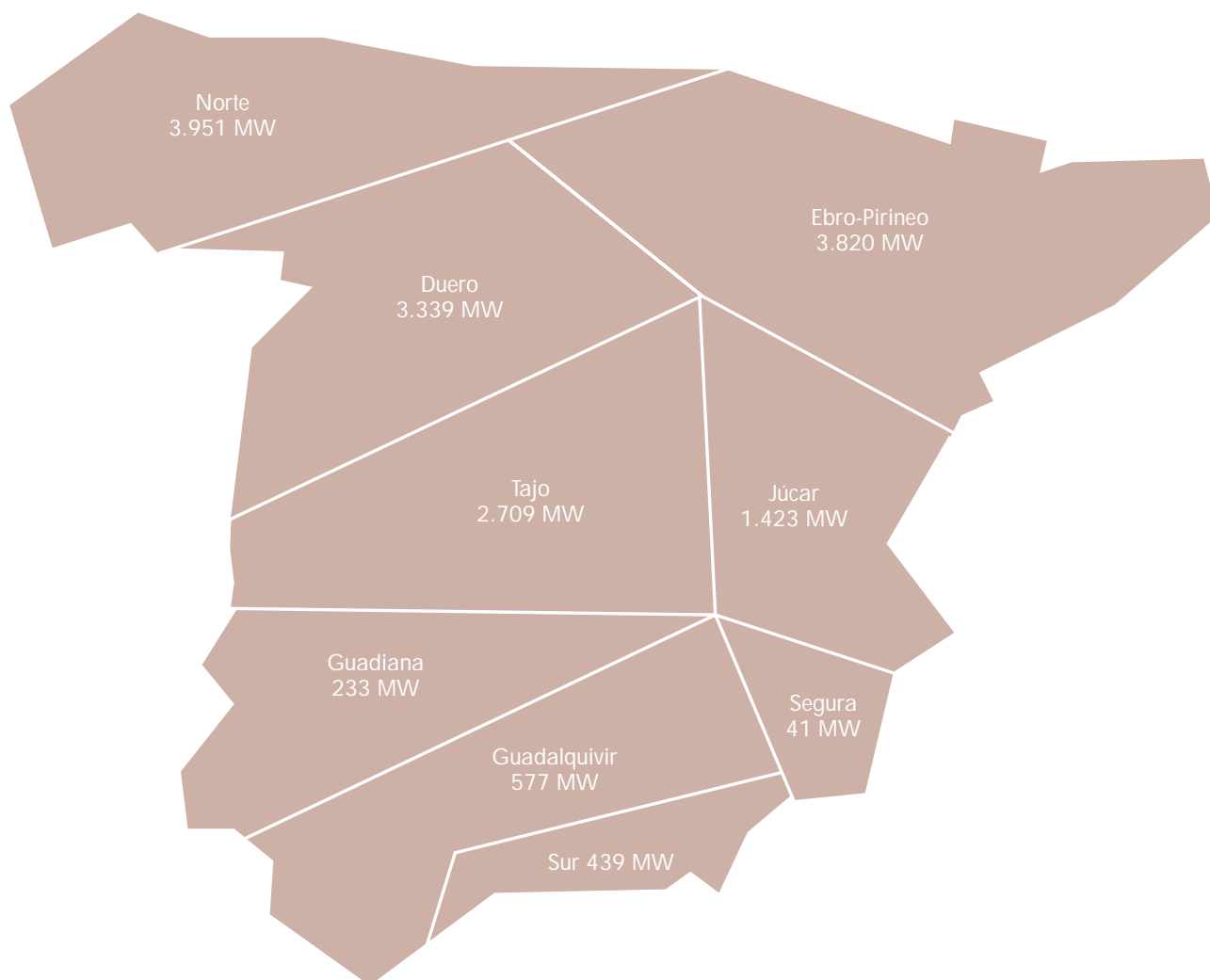


Gráfico 3.2.1
Potencia instalada en las cuencas hidrográficas peninsulares



Cuadro 3.2.2
Producción hidroeléctrica por cuencas (GWh)

Cuenca	Potencia	Producción			Producible		
	MW	1997	1996	Δ %	1997	1996	Δ %
Norte	3.951	7.952	10.555	-24,7	8.526	9.943	-14,3
Duero	3.339	8.157	10.366	-21,3	9.172	10.470	-12,4
Tajo	2.709	5.332	5.447	-2,1	6.327	6.498	-2,6
Júcar	1.423	1.354	950	42,5	1.471	1.043	41,0
Segura	41	128	116	10,3	129	115	12,2
Guadiana	233	389	135	188,1	546	592	-7,8
Guadalquivir	577	948	588	61,2	969	1.000	-3,1
Sur	439	383	400	-4,3	193	286	-32,5
Ebro - Pirineo	3.820	8.525	9.135	-6,7	8.393	9.487	-11,5
Total	16.532	33.168	37.692	-12,0	35.726	39.434	-9,4

Gráfico 3.2.3
Energía producible mensual 1995 -1997.
Curvas con probabilidad de ser superadas y evolución real

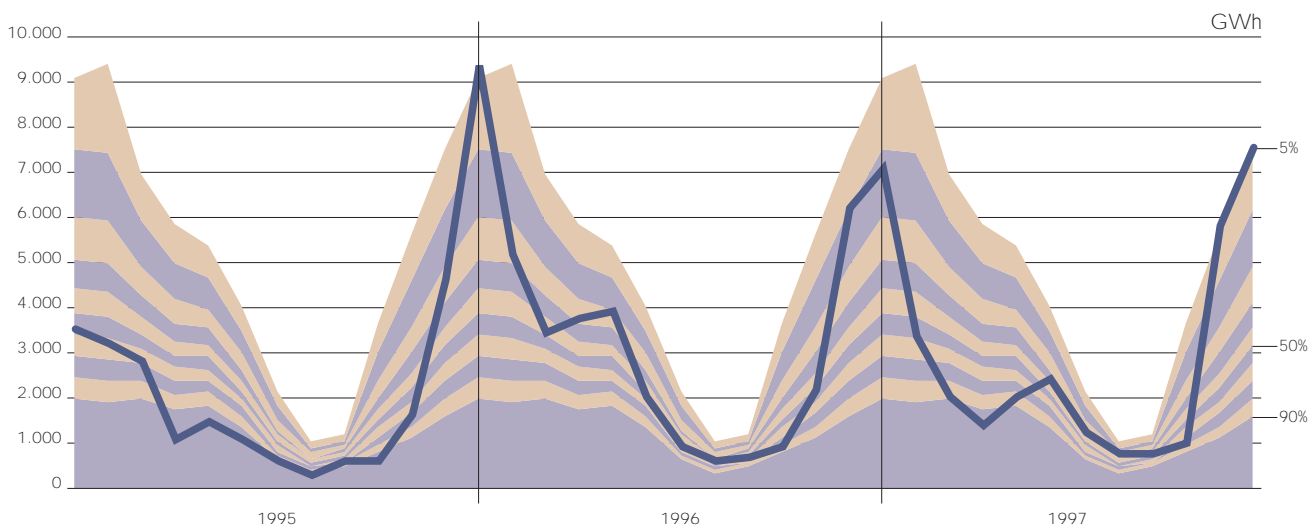
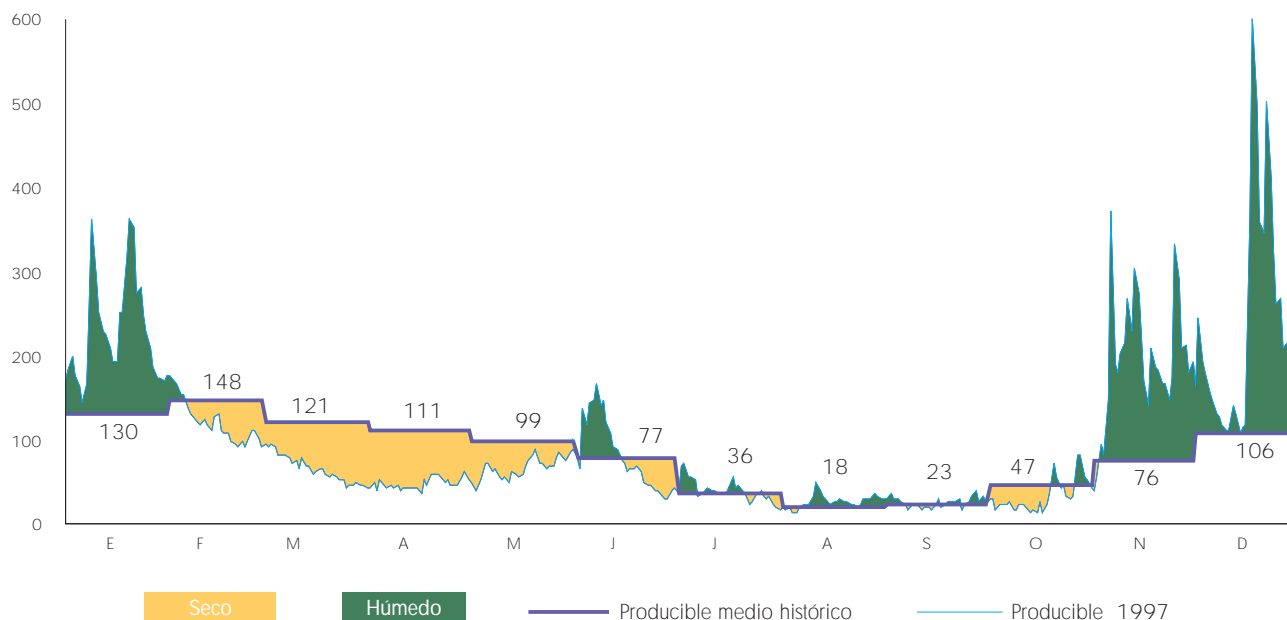


Gráfico 3.2.4
Energía producible hidráulica diaria durante 1997 comparada con el producible medio histórico (GWh)



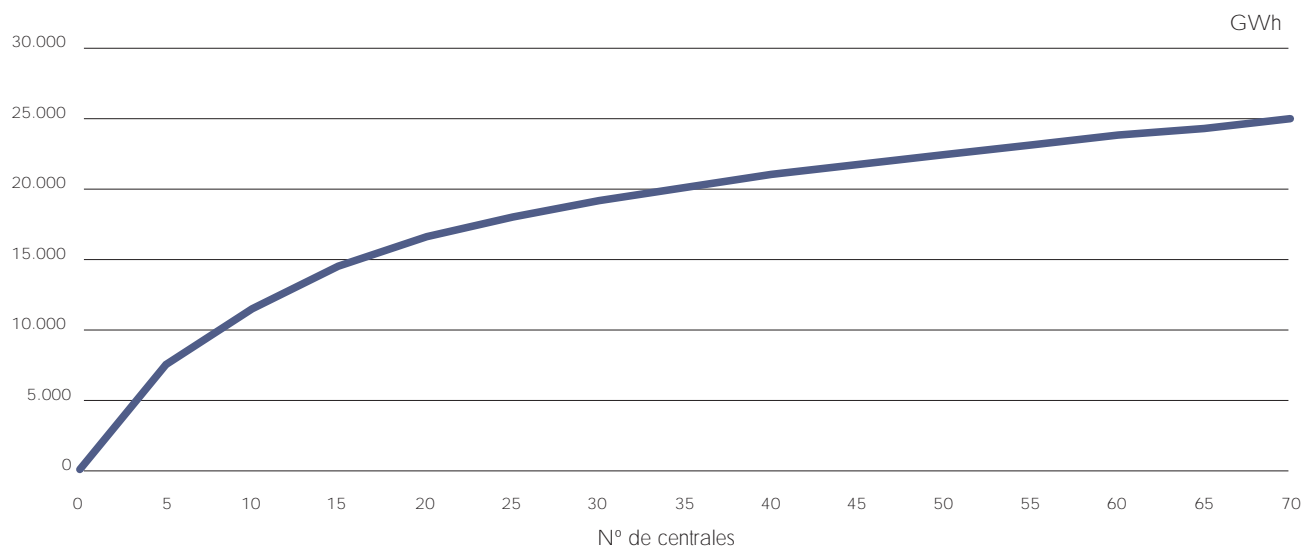
Cuadro 3.2.5
Consumo mensual en bombeo

Meses	1997		1996	
	GWh	%	GWh	%
Enero	253	14,4	761	50,0
Febrero	37	2,1	190	12,5
Marzo	12	0,7	30	2,0
Abril	21	1,2	34	2,2
Mayo	82	4,7	44	2,9
Junio	85	4,8	73	4,8
Julio	118	6,7	66	4,3
Agosto	176	10,0	12	0,8
Septiembre	190	10,8	23	1,5
Octubre	145	8,2	39	2,6
Noviembre	266	15,1	70	4,6
Diciembre	374	21,2	180	11,8
Total	1.761	100,0	1.523	100,0

Cuadro 3.2.6
Producción de energía hidroeléctrica en 1997
Centrales con producción anual mayor de 100 GWh (b.a.)

Centrales	Enero	Febr.	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agos.	Sept.	Oct.	Nov.	Dic.	Total
ALDEADAVILA	343	272	221	166	131	158	96	87	160	130	270	415	2.449
J. MARIA ORIOL	580	164	117	114	86	43	40	57	39	84	409	506	2.238
CEDILLO	299	83	55	53	44	24	20	28	21	49	180	236	1.091
SAUCELLE	118	95	80	62	54	58	34	37	74	55	89	139	893
SAN ESTEBAN	153	94	76	44	0	54	8	36	26	42	138	180	851
VILLARINO	67	53	101	181	82	11	15	14	90	69	82	84	850
ALDEADAVILA II	208	106	37	22	5	66	6	2	25	8	109	215	807
MEQUINENZA	197	104	28	12	22	52	39	31	35	24	62	138	743
VILLALCAMPO	133	91	62	35	32	60	29	24	43	33	87	111	741
CASTRO	105	95	66	38	34	64	31	28	47	36	83	111	737
RIBARROJA	139	95	50	37	46	54	39	39	38	34	48	98	717
VALDECAÑAS	142	99	47	36	26	14	23	15	15	22	57	88	586
SAUCELLE II	124	73	38	26	10	43	14	6	12	9	81	128	562
RICOBAYO	104	102	71	32	22	41	17	16	36	19	19	76	556
PUENTE BIBEY	82	56	53	55	19	4	16	59	15	41	63	81	544
BELESAR	92	41	24	24	15	22	28	24	27	33	62	146	538
LA MUELA	40	5	0	5	22	26	47	58	66	63	51	51	434
LOS PEARES	81	36	23	16	13	18	21	20	20	25	53	102	428
FRIEIRA	72	43	31	17	14	24	19	15	12	20	66	88	422
TORREJON	63	46	26	22	18	14	14	11	11	19	39	48	331
AZUTAN	91	36	16	9	8	8	5	5	8	10	31	63	289
TAMBRE	41	38	30	8	13	26	11	6	4	13	40	51	283
CASTRELO	52	30	24	13	11	18	15	13	11	16	34	39	275
PONT MONTAÑANA	31	28	30	30	25	20	29	26	22	3	0	16	257
JUAN URRUTIA	12	9	14	12	39	36	38	36	18	12	10	15	250
MEDIANO	29	19	16	20	37	27	26	24	12	4	11	16	239
EUME	40	35	22	5	5	12	17	14	10	5	22	40	227
CANELLES	35	24	25	23	28	28	10	20	12	6	8	9	227
LAFORTUNADA (CINCA)	16	14	21	22	30	27	25	15	2	5	19	18	213
SUSQUEDA	48	27	21	15	9	11	12	12	12	12	9	22	210
IZNAJAR	30	32	4	18	18	17	21	20	6	0	3	30	197
BIESCAS II	22	17	9	18	25	19	18	18	16	9	3	16	191
CORNATEL	34	20	21	3	0	9	26	1	0	23	16	35	187
TAJO ENCANTADA	26	2	0	3	16	7	17	19	22	7	27	37	184
CAMARASA	27	26	21	23	20	7	15	15	11	2	1	16	185
GUISTOLAS P. NOVO	28	21	21	15	5	9	13	0	5	9	27	29	182
VELLE	31	18	13	8	6	10	9	7	6	10	25	37	180
FLIX	16	25	17	12	16	13	12	12	11	10	17	19	180
MIRANDA	27	21	11	7	12	12	9	7	6	9	28	28	177
MONTEFURADO	23	18	18	13	9	11	13	10	5	6	21	24	170
CORTES2	8	6	9	8	27	25	25	24	11	9	7	11	169
ERISTE	7	5	17	18	28	27	21	12	7	3	11	9	165
AGUAYO	26	3	0	0	5	8	13	19	15	15	24	34	161
OLIANA	18	19	18	13	18	16	13	11	9	4	5	13	156
TALARN	19	18	19	17	19	15	13	12	7	2	5	11	156
LAS CONCHAS	31	27	16	10	3	3	3	5	10	8	13	25	152
CASTREJON	38	22	11	6	7	6	3	3	7	7	17	26	152
SAN AGUSTIN	27	11	5	1	11	18	0	2	3	7	32	34	151
CIJARA	58	16	5	4	9	0	4	0	3	0	10	38	147
SAN PEDRO	20	15	12	7	6	10	8	7	5	8	22	27	146
SEROS	15	13	15	15	16	15	11	13	12	3	3	13	141
ESCALES	19	15	16	15	13	11	16	14	11	1	0	8	140
SOBRADELO	22	15	11	4	6	9	10	1	1	9	21	24	135
SALIME (1/2)	22	12	9	5	4	6	17	8	2	1	8	34	128
SALIME (1/2)	22	12	9	5	4	6	17	8	2	1	8	34	128
TABASCAN	5	6	13	19	28	20	9	10	0	3	6	9	128
QUERENO	22	14	11	4	5	8	11	1	0	10	19	23	126
LAS ONDINAS	21	13	14	6	4	12	10	1	5	6	13	21	126
CONSO	7	8	9	34	11	3	6	2	5	24	7	2	119
RIBADELAGO	12	14	8	2	10	14	4	5	1	9	21	21	119
CALDAS	3	2	10	19	23	17	14	13	3	3	6	5	117
LAFORTUN (CINQUETA)	7	8	13	13	21	16	12	4	3	1	8	9	116
ARTIES	5	6	7	10	20	25	11	8	8	7	4	4	114
LANUZA	12	6	13	10	15	10	12	8	5	4	8	10	113
SESUE	7	5	11	13	18	17	14	7	5	3	7	7	114
SILVON	29	10	3	0	1	2	14	7	0	2	10	34	111
PONT DE REY	11	9	12	13	17	14	11	8	5	1	4	8	112
ALBARRELLOS	18	7	6	4	2	6	5	5	3	4	24	26	110
LLAVORSI-CARDOS	5	8	14	15	22	14	6	9	2	1	5	9	110
PUERTO PEÑA	31	11	3	3	7	1	7	3	4	0	10	26	107
SEIRA	7	5	12	12	14	14	12	6	3	3	6	7	101
GABET	8	7	14	12	11	11	10	10	6	2	4	8	100
Total	4.361	2.558	1.904	1.589	1.430	1.550	1.236	1.129	1.171	1.147	2.745	4.167	24.989
Total centrales > 5 MW	5.385	3.199	2.426	2.126	2.026	2.160	1.863	1.658	1.562	1.431	3.340	5.177	32.353

Gráfico 3.2.7
Producción de energía hidroeléctrica en centrales
con producción anual mayor de 100 GWh



Cuadro 3.2.8
Producción hidroeléctrica mensual

Meses	1997		1996	
	GWh	%	GWh	%
Enero	5.458	16,5	5.940	15,8
Febrero	3.260	9,8	5.382	14,3
Marzo	2.492	7,5	3.348	8,9
Abril	2.182	6,6	3.479	9,2
Mayo	2.123	6,4	3.622	9,6
Junio	2.234	6,7	2.789	7,4
Julio	1.962	5,9	2.200	5,8
Agosto	1.712	5,2	1.454	3,9
Septiembre	1.614	4,9	1.689	4,5
Octubre	1.477	4,5	1.688	4,5
Noviembre	3.402	10,3	2.097	5,6
Diciembre	5.252	15,8	4.005	10,6
Total	33.168	100,0	37.692	100,0

Cuadro 3.2.9
Energía producible hidroeléctrica mensual

	1997				1996			
	GWh		Indice		GWh		Indice	
	Mensual	Acumulado	Mensual	Acumulado	Mensual	Acumulado	Mensual	Acumulado
Enero	7.327	7.327	1,82	1,82	9.407	9.407	2,33	2,33
Febrero	3.279	10.606	0,79	1,30	5.199	14.606	1,21	1,75
Marzo	1.970	12.576	0,53	1,06	3.493	18.099	0,93	1,50
Abril	1.518	14.094	0,46	0,93	3.743	21.842	1,12	1,42
Mayo	2.037	16.131	0,67	0,88	3.929	25.771	1,28	1,39
Junio	2.510	18.641	1,08	0,90	2.020	27.791	0,87	1,34
Julio	1.171	19.812	1,05	0,91	934	28.725	0,83	1,31
Agosto	815	20.627	1,42	0,93	649	29.374	1,12	1,31
Septiembre	668	21.295	0,97	0,93	688	30.062	1,00	1,30
Octubre	992	22.287	0,67	0,91	906	30.968	0,62	1,26
Noviembre	5.859	28.146	2,56	1,05	2.222	33.190	0,97	1,23
Diciembre	7.580	35.726	2,31	1,19	6.244	39.434	1,90	1,30

Cuadro 3.2.10
Evolución mensual de las reservas hidroeléctricas
Datos a fin de mes

	1997						1996					
	Anuales		Hiperanuales		Conjunto		Anuales		Hiperanuales		Conjunto	
	GWh	%	GWh	%	GWh	%	GWh	%	GWh	%	GWh	%
Enero	5.640	69	6.350	62	11.990	65	6.335	78	4.824	47	11.159	61
Febrero	5.435	67	6.686	65	12.122	66	5.787	71	5.258	51	11.045	60
Marzo	4.962	61	6.698	65	11.661	63	5.885	72	5.322	52	11.207	60
Abril	4.571	56	6.352	62	10.923	59	6.064	74	5.456	53	11.520	63
Mayo	4.789	59	6.138	60	10.927	59	6.229	76	5.668	55	11.897	65
Junio	5.099	63	6.103	60	11.202	61	5.807	71	5.407	53	11.214	61
Julio	4.708	58	5.850	57	10.558	57	5.020	62	4.995	49	10.015	54
Agosto	4.177	51	5.608	55	9.785	53	4.538	56	4.725	46	9.263	50
Septiembre	3.622	44	5.436	53	9.059	49	4.012	49	4.288	42	8.300	45
Octubre	3.381	41	5.331	52	8.712	47	3.690	45	3.923	38	7.613	41
Noviembre	5.227	64	6.103	60	11.330	62	3.979	49	3.858	38	7.837	43
Diciembre	6.486	79	7.387	72	13.873	75	5.323	65	4.868	48	10.191	55

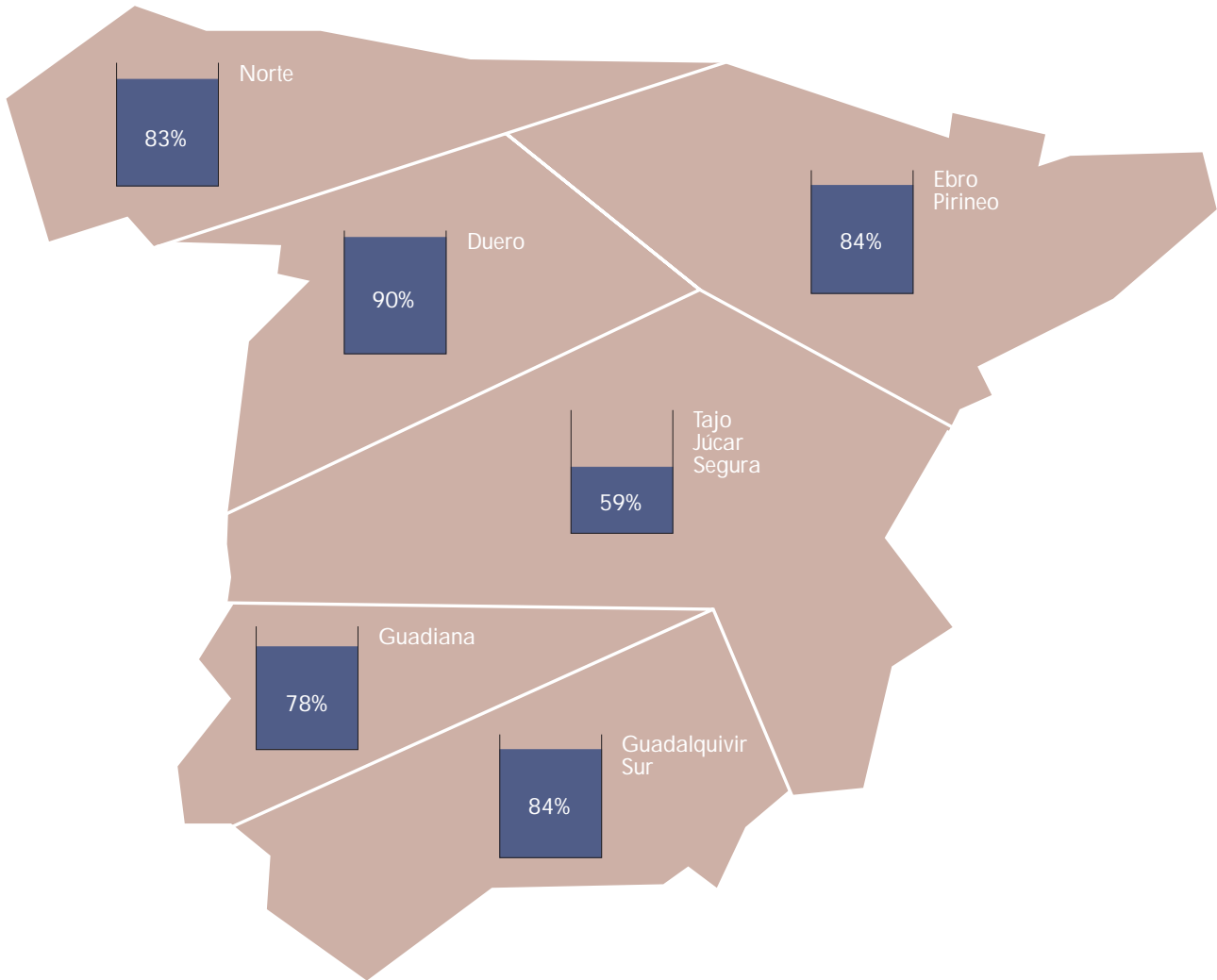
Cuadro 3.2.11
Reservas hidroeléctricas por sistemas

Régimen anual	31-12-97		31-12-96	
	GWh	% Llenado	GWh	% Llenado
Pirenaico	1.523	85,3	1.505	84,3
Tajo/Alberche/Júcar	1.856	76,3	1.465	60,2
Sur	154	85,6	154	85,6
Miño/Sil	1.836	81,1	1.332	58,8
Esla/Duero	878	74,0	639	53,8
Cantábrico	239	76,4	228	72,8
Total anual	6.486	79,4	5.323	65,2
Régimen hiperanual				
Tajo	1.123	51,4	488	22,3
Júcar	1.067	46,9	514	22,6
Guadiana	649	77,7	495	59,3
Tormes	2.984	95,6	2.098	67,2
Ebro	174	71,0	157	64,1
Sil	835	91,9	659	72,5
Sur	555	83,0	457	68,3
Total hiperanual	7.387	72,2	4.868	47,6
Conjunto	13.873	75,4	10.191	55,4

Cuadro 3.2.12
Valores extremos de las reservas en el año

		1997			1996		
		GWh	Fecha	%	GWh	Fecha	%
Máximos	Anuales	6.486	31 diciembre	79,4	6.393	28 enero	78,3
	Hiperanuales	7.387	31 diciembre	72,2	5.710	26 mayo	55,8
	Conjunto	13.873	31 diciembre	75,4	12.024	26 mayo	65,3
Mínimos	Anuales	3.328	18 octubre	40,8	3.443	20 noviembre	42,2
	Hiperanuales	4.914	1 enero	48,0	2.732	1 enero	26,7
	Conjunto	8.686	25 octubre	47,2	7.164	20 noviembre	38,9

Gráfico 3.2.13
Reservas hidroeléctricas. Índice de llenado a 31 de diciembre



Cuadro 3.2.14
Valores máximos y mínimos de llenado en los embalses
hidroeléctricos: 1969 - 1997

Sistemas	Máximo		Mínimo	
	%	Mes	%	Mes
Régimen anual	92,0	Mayo de 1969	24,9	Enero de 1976
Régimen hiperanual	91,1	Abril de 1979	17,6	Noviembre de 1983
Conjunto	86,6	Abril de 1979	23,6	Octubre de 1995

Cuadro 3.2.15
Precipitaciones registradas en las principales estaciones

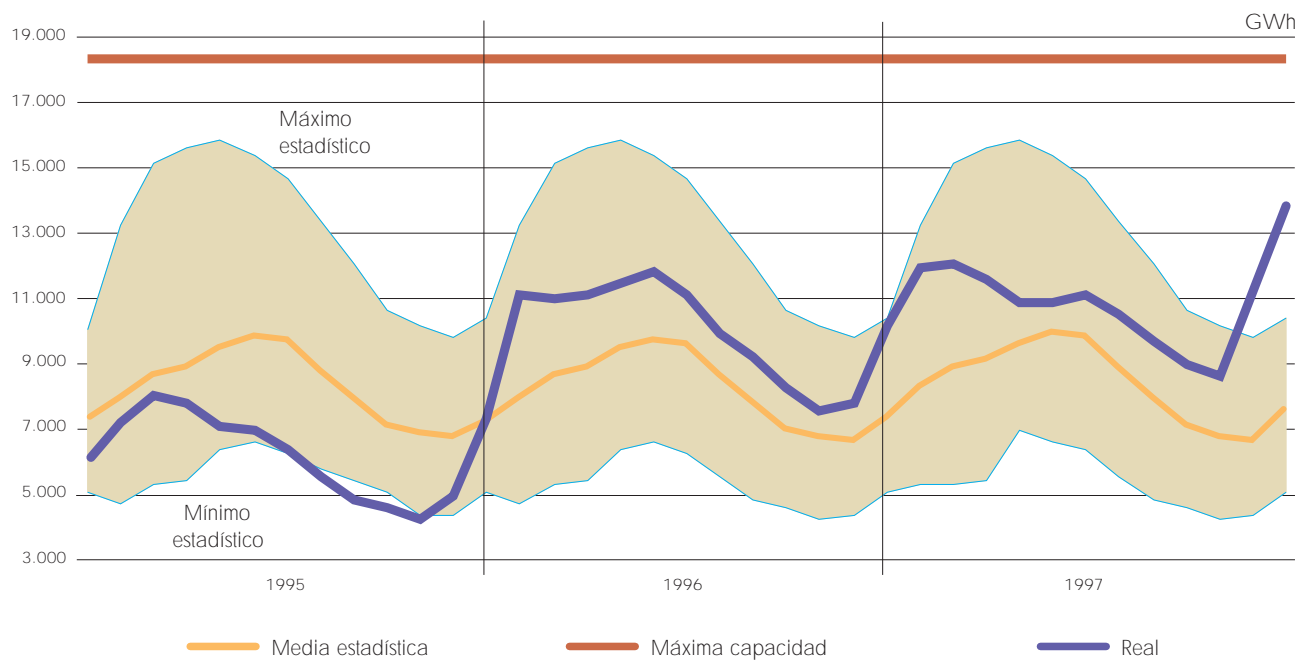
Pluviómetros	Valores: l/m ²				Índice anual (base 100)
	1961-1990 Media	1997 Total	Semestre 1	Semestre 2	
ZONA NOROESTE					
Santiago C.	1.918	1.695	735	960	88
Vigo	1.948	1.157	447	710	59
Oviedo	974	764	322	442	78
Santander	1.267	831	322	509	66
ZONA CENTRO-NORTE					
Ponferrada	651	547	206	341	84
León	557	599	231	368	108
Valladolid	472	625	213	412	132
ZONA CENTRO-LEVANTE					
Madrid	414	517	187	330	125
Toledo	374	469	211	258	125
Cuenca	557	602	282	320	108
Albacete	367	513	236	277	140
Valencia	466	248	140	108	53
ZONA ANDALUZA					
Sevilla	608	637	170	467	105
Córdoba	614	948	354	594	154
Granada	382	610	302	308	160
ZONA CATALANA					
Gerona	751	692	333	359	92
Lérida	359	486	214	272	135
Zaragoza	315	422	267	155	134

Cuadro 3.2.16
Caudales medios de los principales ríos de interés hidroeléctrico

Río (estación aforo)	Valores: m ³ /s				Índice s/ media 1961-1990
	Media 1961-1990	Semestre 1	Semestre 2	Media año	
CUENCA NORTE					
Limia (Las Conchas)	13,82	10,92	14,66	12,81	92,71
Sil (Sequeiros)	133,33	103,44	118,60	111,08	83,32
Miño (Belesar)	95,40	72,86	86,03	79,50	83,33
Navia (Salime)	44,83	31,68	37,33	34,53	77,02
CUENCA DUERO					
Esla (Bretó)	139,62	129,70	130,58	130,14	93,21
Duero (Carrascal)	129,77	142,77	196,82	170,02	131,02
Tormes (Contiensa)	32,79	30,09	60,49	45,42	138,51
CUENCA TAJO+JUCAR+SEGURA					
Tajo (Entrepeñas)	20,36	31,46	16,95	24,14	118,56
Alberche (Burguillo)	13,19	14,84	14,91	14,88	112,84
Tajo (Valdecañas)	123,19	158,88	119,90	139,23	113,02
Tajo (J.M. Oriol)	243,27	316,93	389,75	353,64	145,37
Júcar (Alarcón) (*)	15,57	25,00	11,90	18,39	118,15
CUENCA GUADALQUIVIR					
Guadalquivir (Marmolejo)	53,75	105,50	84,94	95,13	177,00
Genil (Iznájar)	17,24	53,68	22,11	37,77	219,10
Guadiaro (Corchado)	11,05	14,76	13,54	14,15	128,05
CUENCA EBRO-PIRINEO					
Gállego (Anzánigo)	25,95	23,88	18,12	20,98	80,82
Ebro (Sástago)	258,83	271,23	205,63	238,16	92,01
N. Ribagorzana (P. Suert)	16,63	25,04	16,88	20,93	125,84
N. Pallaresa (Pobla)	36,17	51,42	29,09	40,16	111,04
Segre (Olina)	31,29	51,30	25,63	38,36	122,60
Garona (Viella)	5,45	22,23	10,98	16,56	303,87

(*) Corregido el efecto del trasvase Tajo-Segura

Gráfico 3.2.17
Reservas hidroeléctricas. Evolución 1995-1997



Cuadro 3.3.1
Producción en centrales térmicas de carbón (b.a.)

Centrales	Potencia MW	1997		1996		Δ %
		GWh	%	GWh	%	
Aboño	903	4.746	7,6	4.672	8,9	1,6
Lada	505	1.402	2,3	1.447	2,8	-3,1
Soto de Ribera	671	2.645	4,3	1.983	3,8	33,4
Narcea	569	3.575	5,8	1.881	3,6	90,1
Anllares	350	2.812	4,5	2.057	3,9	36,7
Compostilla	1.312	10.455	16,8	7.940	15,2	31,7
La Robla	620	4.177	6,7	1.998	3,8	109,1
Guardo	498	3.578	5,8	1.657	3,2	115,9
Puertollano	220	1.526	2,5	1.232	2,4	23,9
Puente Nuevo	312	2.422	3,9	1.760	3,4	37,6
Total hulla+antracita	5.960	37.337	60,1	26.627	50,8	40,2
Pasajes	214	79	0,1	321	0,6	-75,4
Litoral	1100	1.444	2,3	2.127	4,1	-32,1
Los Barrios	550	1.309	2,1	3.055	5,8	-57,2
Total carbón importado	1.864	2.832	4,6	5.503	10,5	-48,5
Serchs	160	1.112	1,8	727	1,4	53,0
Escatrón	80	319	0,5	243	0,5	31,3
Teruel	1.050	8.083	13,0	6.220	11,9	30,0
Escucha	160	1.229	2,0	758	1,4	62,1
Total lignito negro	1.450	10.742	17,3	7.948	15,2	35,2
Puentes de G.R.	1.400	9.195	14,8	9.510	18,2	-3,3
Meirama	550	1.992	3,2	2.807	5,4	-29,0
Total lignito pardo	1.950	11.187	18,0	12.317	23,5	-9,2
Total carbón	11.224	62.098	100,0	52.395	100,0	18,5

Cuadro 3.3.2
Producción mensual de las centrales de carbón (GWh b.a.)

Centrales	Potencia	Ene.	Feb.	Mar.	Abr.	May.	Jun.	Jul.	Ag.	Set.	Oct.	Nov.	Dic.	Total
	MW													
Aboño	903	358	285	500	390	313	248	324	408	552	577	324	468	4.746
Lada	505	67	0	161	196	53	121	188	163	263	111	9	70	1.402
Soto Ribera	671	67	35	222	274	251	217	315	323	405	320	114	101	2.645
Narcea	569	164	272	314	345	314	276	331	286	383	385	301	203	3.575
Anllares	350	171	212	245	254	242	246	247	244	235	263	254	201	2.812
Compostilla	1.312	738	813	959	923	909	929	957	978	934	917	690	706	10.455
La Robla	620	126	232	407	422	411	392	402	330	352	447	406	250	4.177
Guardo	498	198	264	356	328	286	271	322	359	298	355	319	223	3.578
Puertollano	220	67	101	162	120	124	115	153	160	140	143	139	102	1.526
Puente Nuevo	312	94	196	229	212	210	216	235	235	231	207	176	182	2.422
Los Barrios	550	214	108	95	45	0	36	73	51	196	265	204	22	1.309
Litoral	1.100	146	33	0	129	1	78	176	200	293	251	19	117	1.444
Pasajes	214	0	0	0	10	0	0	45	4	0	0	20	0	79
Serchs	160	61	63	111	97	100	101	100	99	105	109	103	63	1.112
Escatrón	80	27	42	35	30	0	0	14	34	46	38	30	23	319
Teruel	1.050	641	429	600	649	729	729	768	751	726	744	740	578	8.083
Escucha	160	84	80	113	104	106	110	110	106	114	115	104	83	1.229
Puentes	1.400	283	429	906	939	793	840	932	856	988	987	772	471	9.195
Meirama	550	80	56	167	263	218	225	156	210	287	293	37	0	1.992
Total	11.224	3.585	3.649	5.583	5.728	5.057	5.150	5.848	5.797	6.549	6.528	4.761	3.864	62.098

Cuadro 3.3.3
Producción en centrales térmicas de carbón por tipo de combustible (b.a.)

	1997		1996		Δ %
	GWh	%	GWh	%	
Carbón nacional	47.356	76,3	34.697	66,2	36,5
Hulla + antracita	36.130	58,2	23.880	45,6	51,3
Lignito negro	5.261	8,5	4.101	7,8	28,3
Lignito pardo	5.965	9,6	6.716	12,8	-11,2
Carbón importado	13.070	21,0	16.779	32,0	-22,1
Total carbón	60.426	97,3	51.476	98,2	17,4
Combustibles de apoyo	1.672	2,7	919	1,8	82,0
Fuel	623	1,0	454	0,9	37,2
Gas natural	528	0,9	110	0,2	380,0
Gas siderúrgico	522	0,8	355	0,7	47,0
Total	62.098	100,0	52.395	100,0	18,5

Cuadro 3.3.4
Utilización de los grupos de carbón

Grupos	Potencia (MW)	Producción (GWh)		Funcionamiento		Coeficiente Utilización (%)	
		Real	Disponibile	Horas Equiv.	Horas Reales	s/Disponibile	En horas de acoplamiento
Aboño 1	360	1.145	2.834	3.181	3.723	40,4	85,4
Aboño 2	543	3.601	4.709	6.632	8.558	76,5	77,5
Aboño total	903	4.746	7.543	5.256	6.630	62,9	79,3
Lada 3	155	293	1.269	1.890	2.609	23,1	72,4
Lada 4	350	1.109	2.350	3.169	3.759	47,2	84,3
Lada total	505	1.402	3.619	2.776	3.406	38,7	81,5
Soto 1	67	42	588	627	747	7,1	83,9
Soto 2	254	888	1.983	3.496	4.181	44,8	83,6
Soto 3	350	1.715	3.016	4.900	5.752	56,9	85,2
Soto total	671	2.645	5.588	3.942	4.657	47,3	84,6
Narcea 1	65	93	557	1.431	1.773	16,7	80,7
Narcea 2	154	964	1.323	6.260	6.883	72,9	90,9
Narcea 3	350	2.517	2.955	7.191	7.712	85,2	93,2
Narcea total	569	3.574	4.835	6.281	6.810	73,9	92,2
Anllares	350	2.812	2.964	8.034	8.149	94,9	98,6
Compostilla 1	141	1.089	1.197	7.723	7.960	91,0	97,0
Compostilla 2	141	1.117	1.203	7.922	8.081	92,8	98,0
Compostilla 3	330	2.637	2.804	7.991	8.151	94,0	98,0
Compostilla 4	350	2.659	2.778	7.597	7.717	95,7	98,4
Compostilla 5	350	2.953	3.044	8.437	8.542	97,0	98,8
Compostilla total	1.312	10.455	11.025	7.969	8.112	94,8	98,2
La Robla 1	270	1.695	2.277	6.278	6.842	74,4	91,7
La Robla 2	350	2.482	2.883	7.091	7.583	86,1	93,5
La Robla total	620	4.177	5.161	6.737	7.261	80,9	92,8
Guardo 1	148	1.104	1.255	7.459	8.018	88,0	93,0
Guardo 2	350	2.474	2.847	7.069	7.522	86,9	94,0
Guardo total	498	3.578	4.102	7.185	7.669	87,2	93,7
Puertollano	220	1.526	1.803	6.936	7.633	84,7	90,9
Puente Nuevo	312	2.422	2.558	7.763	7.900	94,7	98,3
Total H.A.	5.960	37.337	49.198	6.265	6.823	75,9	91,8
Los Barrios	550	1.309	4.797	2.380	4.390	27,3	54,2
Litoral 1	550	885	4.477	1.609	2.926	19,8	55,0
Litoral 2	550	559	1.234	1.016	1.625	45,3	62,5
Litoral total	1.100	1.444	5.711	1.405	2.479	25,3	56,7
Pasajes	214	79	1.874	369	513	4,2	72,0
Total C.I.	1.864	2.832	12.383	1.602	2.872	22,9	55,8
Serchs	160	1.112	1.277	6.950	7.242	87,1	96,0
Escatrón	80	319	409	3.988	4.858	78,0	82,1
Teruel 1	350	2.879	3.026	8.226	8.344	95,1	98,6
Teruel 2	350	2.380	2.532	6.800	6.929	94,0	98,1
Teruel 3	350	2.824	3.009	8.069	8.223	93,9	98,1
Teruel total	1.050	8.083	8.567	7.698	7.832	94,4	98,3
Escucha	160	1.229	1.352	7.681	7.895	90,9	97,3
Total L.N.	1.450	10.743	11.604	7.409	7.610	92,6	97,4
Puentes 1	350	2.296	2.954	6.560	7.055	77,7	93,0
Puentes 2	350	2.396	2.929	6.846	7.414	81,8	92,3
Puentes 3	350	2.375	3.037	6.786	7.310	78,2	92,8
Puentes 4	350	2.128	2.776	6.080	6.614	76,7	91,9
Puentes total	1.400	9.195	11.696	6.568	7.098	78,6	92,5
Meirama	550	1.992	4.018	3.622	4.327	49,6	83,7
Total L.P.	1.950	11.187	15.714	5.737	6.316	71,2	90,8
Total	11.224	62.099	88.899	5.641	6.260	69,9	90,1

Cuadro 3.3.5
Disponibilidad de los grupos de carbón

Grupos	Potencia (MW)	Producción (GWh)		Indisponibilidad (%)		Disponibilidad (%)
		Real	Disponible	R. Anual	Averías	
Aboño 1	360	1.145	2.834	8,6	1,5	89,9
Aboño 2	543	3.601	4.709	0,0	1,0	99,0
Aboño total	903	4.746	7.543	3,4	1,2	95,4
Lada 3	155	293	1.269	0,0	6,5	93,5
Lada 4	350	1.109	2.350	9,7	13,6	76,7
Lada total	505	1.402	3.619	6,7	11,5	81,8
Soto 1	67	42	588	0,0	0,6	99,4
Soto 2	254	888	1.983	10,5	0,3	89,1
Soto 3	350	1.715	3.016	0,0	1,6	98,4
Soto total	671	2.645	5.588	4,0	1,0	95,0
Narcea 1	65	93	557	0,0	2,2	97,8
Narcea 2	154	964	1.323	0,0	1,9	98,1
Narcea 3	350	2.517	2.955	0,0	3,6	96,4
Narcea total	569	3.574	4.835	0,0	3,0	97,0
Anllares	350	2.812	2.964	0,0	3,3	96,7
Compostilla 1	141	1.089	1.197	0,0	3,1	96,9
Compostilla 2	141	1.117	1.203	0,0	2,6	97,4
Compostilla 3	330	2.637	2.804	0,0	3,0	97,0
Compostilla 4	350	2.659	2.778	8,1	1,3	90,6
Compostilla 5	350	2.953	3.044	0,0	0,7	99,3
Compostilla total	1.312	10.455	11.025	2,2	1,9	95,9
La Robla 1	270	1.695	2.277	0,0	3,7	96,3
La Robla 2	350	2.482	2.883	2,9	3,0	94,0
La Robla total	620	4.177	5.161	1,6	3,3	95,0
Guardo 1	148	1.104	1.255	0,0	3,2	96,8
Guardo 2	350	2.474	2.847	0,0	7,1	92,9
Guardo total	498	3.578	4.102	0,0	6,0	94,0
Puertollano	220	1.526	1.803	0,0	6,5	93,5
Puente Nuevo	312	2.422	2.558	0,0	6,7	93,3
Total H.A.	5.960	37.337	49.198	2,2	3,6	94,2
Los Barrios	550	1.309	4.797	0,0	0,4	99,6
Litoral 1	550	885	4.477	7,0	0,1	92,9
Litoral 2	550	559	1.234	16,6	34,4	48,9
Litoral total	1.100	1.444	5.711	10,3	11,9	77,8
Pasajes	214	79	1.874	0,0	0,0	100,0
Total C.I.	1.864	2.832	12.383	5,4	6,4	88,2
Serchs	160	1.112	1.277	0,0	8,9	91,1
Escatrón	80	319	409	21,2	20,5	58,3
Teruel 1	350	2.879	3.026	0,0	1,3	98,7
Teruel 2	350	2.380	2.532	11,4	6,0	82,6
Teruel 3	350	2.824	3.009	0,0	1,9	98,1
Teruel total	1.050	8.083	8.567	3,8	3,1	93,1
Escucha	160	1.229	1.352	0,0	3,5	96,5
Total L.N.	1.450	10.743	11.604	3,9	4,7	91,4
Puentes 1	350	2.296	2.954	1,2	2,5	96,3
Puentes 2	350	2.396	2.929	3,3	1,2	95,5
Puentes 3	350	2.375	3.037	0,0	0,9	99,1
Puentes 4	350	2.128	2.776	7,8	1,6	90,5
Puentes total	1.400	9.195	11.696	3,1	1,6	95,4
Meirama	550	1.992	4.018	11,7	4,9	83,4
Total L.P.	1.950	11.187	15.714	5,5	2,5	92,0
Total	11.224	62.099	88.899	3,5	4,0	92,6

Cuadro 3.4.1
Producción en centrales de fuel y mixtas (b.a.)

Centrales	Potencia MW	1997		1996		Δ %
		GWh	%	GWh	%	
Aceca 2	314	0	0,0	0	0,0	0
Algeciras 2 (*)	—	—	—	482	77,0	—
Almería	114	0	0,0	0	0,0	0
Badalona II	344	0	0,0	0	0,0	0
Burceña	66	0	0,0	0	0,0	0
Cádiz	138	0	0,0	0	0,0	0
Castellón	1.084	72	54,5	62	9,9	16,1
C.Colón 1 y 3	230	0	0,0	6	1,0	-100,0
Escombreras	858	60	45,5	53	8,5	13,2
Málaga	122	0	0,0	0	0,0	0
Sabón	470	0	0,0	23	3,7	-100,0
San Adrián 2	350	0	0,0	0	0,0	0
Santurce 1 (*)	—	—	—	0	0,0	—
Santurce 2	542	0	0,0	0	0,0	0
Total fuel	4.632	132	100,0	626	100,0	-78,9
Aceca 1	314	1.225	18,3	77	5,1	1.491
Algeciras 1	220	737	11,0	41	2,7	1.697,6
Algeciras 2 (*)	533	1.356	20,2	—	—	—
Besós	450	578	8,6	405	26,6	42,7
C.Colón 2	148	459	6,8	88	5,8	421,6
San Adrián 1 y 3	700	211	3,1	39	2,6	441,0
Foix	520	930	13,9	698	45,8	33,2
GICC (Elcogás)	320	958	14,3	175	11,5	447,4
Santurce 1 (*)	377	257	3,8	—	—	—
Total mixtas	3.582	6.711	100,0	1.523	100,0	340,6
Total fuel/mixtas	8.214	6.843	—	2.149	—	218,4

(*) Estas centrales han sido adaptadas para producir con gas natural en 1997

Cuadro 3.4.2
Producción mensual de las centrales de fuel y mixtas (GWh b.a.)

Centrales	Potencia MW	Producción mensual (GWh)												Total	
		Ene.	Feb.	Mar.	Abr.	May.	Jun.	Jul.	Ag.	Set.	Oct.	Nov.	Dic.		
Aceca 2	314	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Almería	114	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Badalona II	344	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Burceña	66	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Cádiz	138	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Castellón	1.084	0	0	0	0	0	0	0	0	0	46	21	5	72	72
C.Colón 1 y 3	230	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Escombreras	858	0	0	0	0	0	32	28	0	0	0	0	0	60	60
Málaga	122	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Sabón	470	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
San Adrián 2	350	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Santurce 2	542	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total fuel	4.632	0	0	0	0	0	32	28	0	0	46	21	5	132	132
Aceca 1	314	40	108	99	113	80	34	184	104	133	121	130	79	1.225	1.225
Algeciras	753	24	74	79	133	133	98	210	285	332	302	206	218	2.093	2.093
Besós	450	6	17	40	31	0	48	118	75	97	77	40	29	578	578
Colón 2	148	74	71	68	33	30	29	27	68	19	0	17	21	459	459
San Adrián 1 y 3	700	20	0	44	69	60	0	0	0	17	0	0	0	211	211
Foix	520	32	0	100	46	0	138	220	54	78	160	49	54	930	930
GICC (Elcogás)	320	77	130	31	94	157	140	66	20	73	64	45	62	958	958
Santurce 1	377	0	0	13	0	0	0	0	0	18	87	57	82	257	257
Total mixtas	3.582	274	399	475	520	460	488	826	606	767	810	544	545	6.711	6.711
Total fuel/mixtas	8.214	274	399	475	520	460	520	853	606	767	856	565	550	6.843	6.843

Cuadro 3.4.3
Utilización de los grupos de fuel y mixtos

Grupos	Potencia (MW)	Producción (GWh)		Funcionamiento		Coeficiente de utilización (%)	
		Real	Disponible	Horas Equiv.	Horas Reales	s/Disponible	En horas de acoplamiento
Aceca 2	314	0	2.747	0	0	0,0	0,0
Almería 1	34	0	0	0	0	0,0	0,0
Almería 2	40	0	0	0	0	0,0	0,0
Almería 3	40	0	0	0	0	0,0	0,0
Almería total	114	0	0	0	0	0,0	0,0
Badalona II 1	172	0	1.507	0	0	0,0	0,0
Badalona II 2	172	0	1.507	0	0	0,0	0,0
Badalona II total	344	0	3.013	0	0	0,0	0,0
Burceña	66	0	0	0	0	0,0	0,0
Cádiz 1	34	0	0	0	0	0,0	0,0
Cádiz 2	34	0	0	0	0	0,0	0,0
Cádiz 3	70	0	0	0	0	0,0	0,0
Cádiz total	138	0	0	0	0	0,0	0,0
Castellón 1	542	0	4.745	0	0	0,0	0,0
Castellón 2	542	72	4.745	133	455	1,5	29,2
Castellón total	1.084	72	9.490	66	227	0,8	29,2
Colón 1	70	0	613	0	0	0,0	0,0
Colón 3	160	0	1.402	0	0	0,0	0,0
Colón total	230	0	2.015	0	0	0,0	0,0
Escombreras 1	70	0	613	0	0	0,0	0,0
Escombreras 2	70	0	613	0	0	0,0	0,0
Escombreras 3	140	0	1.226	0	0	0,0	0,0
Escombreras 4	289	0	2.532	0	0	0,0	0,0
Escombreras 5	289	60	2.531	208	564	2,4	36,8
Escombreras total	858	60	7.516	70	190	0,8	36,8
Málaga 1	34	0	0	0	0	0,0	0,0
Málaga 2	88	0	0	0	0	0,0	0,0
Málaga total	122	0	0	0	0	0,0	0,0
Sabón 1	120	0	1.051	0	0	0,0	0,0
Sabón 2	350	0	3.066	0	0	0,0	0,0
Sabón total	470	0	4.117	0	0	0,0	0,0
San Adrián 2	350	0	3.066	0	0	0,0	0,0
Santurce 2	542	0	4.745	0	0	0,0	0,0
Total fuel	4.632	132	36.710	29	88	0,4	32,2
Aceca 1	314	1.225	2.511	3.901	5.648	48,8	69,1
Algeciras 1	220	737	1.171	3.350	5.046	63,0	66,4
Algeciras 2	533	1.356	2.124	2.544	4.063	63,8	62,6
Algeciras total	753	2.093	3.295	2.780	4.350	63,5	63,9
Besós 1	150	6	1.312	40	57	0,5	70,4
Besós 2	300	572	2.458	1.907	2.977	23,3	64,0
Besós total	450	578	3.770	1.284	2.004	15,3	64,1
Colón 2	148	459	1.271	3.101	4.875	36,1	63,6
San Adrián 1	350	211	3.054	603	888	6,9	67,9
San Adrián 3	350	0	0	0	0	0,0	0,0
San Adrián total	700	211	3.054	301	444	6,9	67,9
Foix	520	930	4.181	1.788	2.635	22,2	67,9
Santurce 1	377	257	2.178	681	3.995	11,8	17,0
GICC (Elcogás)	320	958	1.569	2.994	4.306	61,1	69,5
Total mixtos	3.582	6.711	21.829	1.873	3.137	30,7	59,7
Total fuel/mixtos	8.214	6.843	58.539	833	1.418	11,7	58,7

Cuadro 3.4.4
Disponibilidad de los grupos de fuel y mixtos

Grupos	Potencia (MW)	Producción (GWh)		Indisponibilidad (%)		Disponibilidad (%)
		Real	Disponibile	R.anual	Averías	
Aceca 2	314	0	2.747	0,0	0,0	100,0
Almería 1	34	0	0	0,0	100,0	0,0
Almería 2	40	0	0	0,0	100,0	0,0
Almería 3	40	0	0	0,0	100,0	0,0
Almería total	114	0	0	0,0	100,0	0,0
Badalona II 1	172	0	1.507	0,0	0,0	100,0
Badalona II 2	172	0	1.507	0,0	0,0	100,0
Badalona II total	344	0	3.013	0,0	0,0	100,0
Burceña	66	0	0	0,0	100,0	0,0
Cádiz 1	34	0	0	0,0	100,0	0,0
Cádiz 2	34	0	0	0,0	100,0	0,0
Cádiz 3	70	0	0	0,0	100,0	0,0
Cádiz total	138	0	0	0,0	100,0	0,0
Castellón 1	542	0	4.745	0,0	0,0	100,0
Castellón 2	542	72	4.745	0,0	0,0	100,0
Castellón total	1.084	72	9.490	0,0	0,0	100,0
Colón 1	70	0	613	0,0	0,0	100,0
Colón 3	160	0	1.402	0,0	0,0	100,0
Colón total	230	0	2.015	0,0	0,0	100,0
Escombreras 1	70	0	613	0,0	0,0	100,0
Escombreras 2	70	0	613	0,0	0,0	100,0
Escombreras 3	140	0	1.226	0,0	0,0	100,0
Escombreras 4	289	0	2.532	0,0	0,0	100,0
Escombreras 5	289	60	2.531	0,0	0,0	100,0
Escombreras total	858	60	7.516	0,0	0,0	100,0
Málaga 1	34	0	0	0,0	100,0	0,0
Málaga 2	88	0	0	0,0	100,0	0,0
Málaga total	122	0	0	0,0	100,0	0,0
Sabón 1	120	0	1.051	0,0	0,0	100,0
Sabón 2	350	0	3.066	0,0	0,0	100,0
Sabón total	470	0	4.117	0,0	0,0	100,0
San Adrián 2	350	0	3.066	0,0	0,0	100,0
Santurce 2	542	0	4.745	0,0	0,0	100,0
Total fuel	4.632	132	36.710	0,0	9,5	90,5
Aceca 1	314	1.225	2.511	0,0	9,0	91,0
Algeciras 1	220	737	1.171	0,0	39,0	61,0
Algeciras 2	533	1.356	2.124	0,0	55,0	45,0
Algeciras total	753	2.093	3.295	0,0	50,3	49,7
Besós 1	150	6	1.312	0,0	0,0	100,0
Besós 2	300	572	2.458	5,0	2,0	93,0
Besós total	450	578	3.770	3,3	1,3	95,3
Colón 2	148	459	1.271	0,0	2,0	98,0
San Adrián 1	350	211	3.054	0,0	0,0	100,0
San Adrián 3	350	0	0	0,0	100,0	0,0
San Adrián total	700	211	3.054	0,0	50,0	50,0
Foix	520	930	4.181	8,0	1,0	91,0
Santurce 1	377	257	2.178	0,0	34,0	66,0
GICC (Elcogas)	320	958	1.569	13,0	31,0	56,0
Total mixtos	3.582	6.711	21.829	2,7	27,9	69,4
Total fuel/mixtos	8.214	6.843	58.539	1,2	17,5	81,3

Cuadro 3.5.1
Producción en centrales nucleares (b.a.)

Centrales	Potencia MW	1997		1996		Δ %
		GWh	%	GWh	%	
J.Cabrera	160	867	1,6	1.049	1,9	-17,3
Garaña	460	3.508	6,3	3.342	5,9	5,0
Almaraz I	974	6.865	12,4	6.094	10,8	12,7
Almaraz II	983	6.245	11,3	7.501	13,3	-16,7
Ascó I	973	6.645	12,0	8.239	14,6	-19,3
Ascó II	966	8.161	14,8	6.179	11,0	32,1
Cofrentes	990	7.163	13,0	7.971	14,2	-10,1
Vandellós II	1.009	7.559	13,7	7.827	13,9	-3,4
Trillo I	1.066	8.283	15,0	8.127	14,4	1,9
Total	7.581	55.298	100,0	56.329	100,0	-1,8

Cuadro 3.5.2
Producción mensual de las centrales nucleares (GWh b.a.)

Centrales	Potencia	Ene.	Feb.	Mar.	Abr.	May.	Jun.	Jul.	Ag.	Set.	Oct.	Nov.	Dic.	Total
	MW													
J.Cabrera	160	100	0	0	0	38	100	104	111	105	107	103	100	867
Garaña	460	344	311	164	113	343	273	317	339	329	340	334	301	3.508
Almaraz I	974	541	610	714	696	690	581	688	704	684	707	0	250	6.865
Almaraz II	983	597	576	0	0	475	664	628	664	645	684	683	631	6.245
Ascó I	973	703	608	0	536	720	595	419	411	692	718	697	545	6.645
Ascó II	966	706	607	712	692	714	622	656	674	686	713	692	688	8.161
Cofrentes	990	730	610	734	715	737	618	676	626	388	4	659	666	7.163
Vandellós II	1.009	735	600	739	721	708	648	715	547	69	691	719	666	7.559
Trillo I	1.066	774	666	779	759	785	690	740	785	760	284	516	745	8.283
Total	7.581	5.231	4.588	3.842	4.231	5.210	4.791	4.943	4.862	4.358	4.248	4.404	4.591	55.298

Cuadro 3.5.3
Utilización de los grupos nucleares

Grupos	Potencia (MW)	Producción (GWh)		Funcionamiento		Coeficiente Utilización (%)	
		Real	Disponibile	Horas Equiv.	Horas Reales	s/Disponibile	En horas de acoplamiento
Almaraz I	974	6.865	7.169	7.052	7.461	95,8	94,5
Almaraz II	983	6.245	6.702	6.356	7.025	93,2	90,5
Total Almaraz	1.956	13.110	13.871	6.702	7.242	94,5	92,5
Ascó I	973	6.645	6.946	6.829	7.219	95,7	94,6
Ascó II	966	8.161	8.433	8.448	8.735	96,8	96,7
Total Ascó	1.939	14.806	15.380	7.636	7.974	96,3	95,8
Cofrentes	990	7.163	7.392	7.235	7.690	96,9	94,1
Garoña	460	3.508	3.644	7.626	7.838	96,3	97,3
José Cabrera	160	867	939	5.419	6.065	92,3	89,4
Trillo I	1.066	8.283	8.591	7.770	8.068	96,4	96,3
Vandellós II	1.009	7.559	7.954	7.492	7.961	95,0	94,1
Total	7.581	55.298	57.770	7.295	7.711	95,7	94,6

Cuadro 3.5.4
Disponibilidad de los grupos nucleares

Grupos	Potencia (MW)	Producción (GWh)		Indisponibilidad (%)		Disponibilidad (%)
		Real	Disponibile	R.anual	Averías	
Almaraz 1	974	6.865	7.169	12,8	2,5	84,7
Almaraz 2	983	6.245	6.702	18,6	1,1	80,3
Almaraz total	1.956	13.110	13.871	15,8	1,8	82,5
Ascó I	973	6.645	6.946	10,0	8,1	81,9
Ascó II	966	8.161	8.433	0,0	0,3	99,7
Ascó total	1.939	14.806	15.380	5,0	4,2	90,8
Cofrentes	990	7.163	7.392	10,4	4,4	85,2
Garoña	460	3.508	3.644	9,5	0,1	90,4
José Cabrera	160	867	939	30,4	2,6	67,0
Trillo I	1.066	8.283	8.591	7,8	0,2	92,0
Vandellós II	1.009	7.559	7.954	8,6	1,4	90,0
Total	7.580	55.297	57.770	10,2	2,4	87,4

Cuadro 3.5.5
Disponibilidad, factor de carga y producción de las centrales nucleares

	J.Cabrera	Garaña	Almaraz I	Almaraz II	Ascó I	Ascó II	Cofrentes	Vandellós II	Trillo I	Total
Potencia (MW)	160	460	974	983	973	966	990	1.009	1.066	7.581
Producción (GWh)										
Año 1997	867	3.508	6.865	6.245	6.645	8.161	7.163	7.559	8.283	55.298
Año 1996	1.049	3.342	6.094	7.501	8.239	6.179	7.971	7.827	8.127	56.329
Δ %	-17,3	5,0	12,6	-16,7	-19,3	32,1	-10,1	-3,4	1,9	-1,8
Ciclo Operación (31-12-97)	XXII	XX	XIII	XI	XIII	XI	XI	X	X	-
Factor de carga (%)										
Año 1997	62	87	80	73	78	96	83	86	89	83
Año 1996	75	83	71	87	97	73	92	89	87	85
Δ %	-17,3	5,0	12,6	-16,7	-19,3	32,1	-10,1	-3,4	1,9	-1,8
Indisponibilidad (%)										
Año 1997										
Revisión	30,0	9,0	13,0	19,0	10,0	0,0	10,0	9,0	8,0	10,2
Avería	3,0	0,0	2,0	1,0	8,0	0,0	4,0	1,0	0,0	2,1

Cuadro 3.6.1
Adquisición de carbón termoeléctrico

Tipos de central	kT			KTEC				
	1997	1996	Δ %	1997	%	1996	%	Δ %
Hulla + antracita	13.323	13.489	-1,2	9.723	52,1	9.905	48,4	-1,8
Lignito negro	4.110	4.107	0,1	2.035	10,9	2.051	10,0	-0,8
Lignito pardo	8.459	9.752	-13,3	2.593	13,9	2.976	14,5	-12,9
Carbón importado	5.493	6.896	-20,3	4.308	23,1	5.535	27,0	-22,2
Total	31.385	34.244	-8,3	18.659	100,0	20.467	100,0	-8,8

Cuadro 3.6.2
Adquisición de carbón por centrales térmicas (kT)

Centrales		1997	1996	Diferencia	Δ %
Aboño	H+A	1.679	1.319	360	27,3
	C.I.	-	371	-371	-100,0
Lada	H+A	760	634	126	19,8
	C.I.	-	-	-	-
Soto	H+A	1.124	1.025	99	9,7
	C.I.	-	-	-	-
Narcea	H+A	1.106	1.073	33	3,1
	C.I.	-	68	-	-
Anllares	H+A	1.077	1.255	-178	-14,2
Compostilla	H+A	3.532	4.105	-573	-14,0
La Robla	H+A	1.320	1.295	25	1,9
Guardo	H+A	925	959	-34	-3,6
	C.I.	123	66	57	87,1
Puertollano	H+A	624	624	0	0,0
Puente Nuevo	H+A	1.176	1.200	-24	-2,0
Pasajes	C.I.	-	136	-136	-100,0
Litoral	C.I.	351	914	-563	-61,5
Los Barrios	C.I.	671	999	-328	-32,8
Serchs	L.N.	278	278	0	0,1
	C.I.	254	252	2	0,8
Escatrón	L.N.	301	344	-43	-12,5
Teruel	L.N.	3.131	3.144	-13	-0,4
	C.I.	1.390	1.240	150	12,1
Escucha	L.N.	400	341	59	17,4
	H+A	-	-	-	-
	C.I.	142	97	45	46,0
Puentes	L.P.	5.626	6.526	-900	-13,8
	C.I.	2.433	2.550	-117	-4,6
Meirama	L.P.	2.833	3.226	-393	-12,2
	C.I.	129	203	-74	-36,4
Total		31.385	34.244	-2.859	-8,3

Cuadro 3.6.3
Consumo de combustibles

	kT			KTEC				
	1997	1996	Δ %	1997	%	1996	%	Δ %
Hulla + antracita	16.370	10.959	49,4	10.761	47,9	7.429	43,1	44,9
Lignito negro	4.280	3.210	33,3	2.124	9,5	1.576	9,1	34,8
Lignito pardo	8.472	9.752	-13,1	2.598	11,6	2.926	17,0	-11,2
Carbón importado	5.439	6.255	-13,0	3.884	17,3	4.263	24,7	-8,9
Total carbón	34.561	30.176	14,5	19.367	86,2	16.194	94,0	19,6
Fuel	190	437	-56,6	283	1,3	624	3,6	-54,6
Gas natural (*)	1.800	191	842,4	2.607	11,6	283	1,6	821,2
Gas siderúrgico (*)	1.569	1.056	48,6	199	0,9	134	0,8	48,5
Total	-	-	-	22.456	100,0	17.235	100,0	30,3

(*) Millones de metros cúbico

Cuadro 3.6.4
Existencias de combustibles a 31 de diciembre

	kT			KTEC (*)				
	1997	1996	Δ %	1997	%	1996	%	Δ %
Hulla + antracita	4.231	7.405	-42,9	3.088	47,7	5.437	60,2	-43,2
Lignito negro	2.123	2.356	-9,9	1.051	16,2	1.176	13,0	-10,7
Lignito pardo	184	202	-9,2	56	0,9	62	0,7	-8,7
Carbón importado	2.255	2.272	-0,7	1.769	27,3	1.823	20,2	-3,0
Total carbón	8.793	12.235	-28,1	5.964	92,2	8.499	94,1	-29,8
Fuel	350	372	-5,9	507	7,8	532	5,9	-4,7
Total	-	-	-	6.471	100,0	9.031	100,0	-28,3

(*) Las equivalencias en KTEC se han obtenido a partir de valores estimados del poder calorífico de las existencias.

Cuadro 3.6.5
Consumo de combustibles por centrales térmicas (kT)

	H+A	L.N.	L.P.	C.I.	FUEL	G.N.(*)	G.S.(*)
Aboño	1.708				9		1.569
Lada	618				7		
Soto de Ribera	1.187				16		
Narcea	1.482				36		
Anllares	1.241				4		
Compostilla	4.917				5		
La Robla	1.558				20		
Guardo	1.520			66	8		
Puertollano	758				5		
Puente Nuevo	1.375						
Pasajes				31	0		
Litoral				544			
Los Barrios				489			
Serchs		397		252	1		
Escatrón		205					
Teruel		3.116		1.472		131	
Escucha		562		157			
Puentes			5.639	2.417	11		
Meirama	6		2.833	11	6		
Total carbón	16.370	4.280	8.472	5.439	126	131	1.569
Badalona II					0		
San Adrián					0	51	
Besós					0	128	
Foix					0	209	
Aceca					11	380	
Castellón					19	19	
Escombreras					15		
Burceña					0		
Santurce					14	54	
Sabón					0		
Algeciras					0	526	
Almería					0		
Cádiz					0		
C. Colón					5	115	
Málaga					0		
GICC (Elcogás)						187	
Total fuel/gas	-	-	-	-	63	1.669	-
Total	16.370	4.280	8.472	5.439	190	1.800	1.569

(*) Millones de metros cúbicos

Cuadro 3.6.6
Existencias de combustibles en los parques de centrales térmicas (kT)

	H+A	L.N.	L.P.	C.I.	FUEL
Aboño	255,6				3,7
Lada	317,3				1,0
Soto de Ribera	325,9				4,7
Narcea	346,1				0,2
Anllares	693,8				0,9
Compostilla	1.079,0				2,4
La Robla	525,2				2,8
Guardo	232,4			859,4	3,4
Puertollano	148,8				4,1
Puente Nuevo	307,3				
Pasajes				80,8	4,0
Litoral				151,3	
Los Barrios				307,3	
Serchs		93,6		88,4	1,2
Escatrón		391,4			
Teruel		1.332,9		211,0	
Escucha		304,6		0,0	
Puentes			183,5	336,2	10,4
Meirama			0,0	221,0	16,8
Total carbón	4.231,4	2.122,5	183,5	2.255,4	55,6
Badalona II					0,8
San Adrián					50,9
Besós					39,1
Foix					42,6
Aceca					17,3
Castellón					37,8
Escombreras					17,6
Burceña					0,0
Santurce					14,4
Sabón					27,6
Algeciras					36,1
Almería					0,0
Cádiz					0,0
C. Colón					10,3
Málaga					0,0
Total fuel/gas	-	-	-	-	294,5
Total	4.231,4	2.122,5	183,5	2.255,4	350,1

Cuadro 3.7.1
Costes unitarios de generación en 1997 (PTA/kWh)

	Generación GWh b.c.	Coste unitario		
		Fijo	Variable	Total
Hidráulica + bombeo	32.622	4,78	0,80	5,58
Nuclear	52.659	6,68	1,00	7,69
Hulla + antracita	34.942	2,77	4,54	7,31
Lignito pardo	10.572	4,46	5,12	9,58
Lignito negro	10.005	3,36	5,13	8,49
Carbón importado	2.690	10,85	4,60	15,45
Fuel/gas(*)	6.522	7,15	5,98	13,13
Total	150.011	5,08	2,63	7,70

Datos procedentes de compensaciones por generación. Incluye el coste del stock nuclear.

(*) Incluye GICC (Elcogás).

Cuadro 3.7.2
Costes fijos y variables de generación 1997 (MPTA)

	Generación		Oper. y mant.		Combustible				Total	PTA/kWh	
	GWh b.c.	Inversión	Fijo	Variable	Neto	Stock	C.I.(*)	Cánones			Estructura
Hidráulica+bombeo	32.622	130.407	15.414	24.140	0	0	0	1.835	10.116	181.912	5,58
Nuclear	52.659	262.526	74.117	9.062	43.191	517	0	0	15.304	404.717	7,69
Hulla + antracita	34.942	67.857	19.888	27.188	130.325	956	0	0	9.206	255.419	7,31
Lignito pardo	10.572	33.389	10.990	8.787	45.007	319	0	0	2.766	101.258	9,58
Lignito negro	10.005	22.694	8.275	8.870	42.212	267	0	0	2.642	84.961	8,49
Carbón import.	2.690	23.756	4.783	3.415	6.979	139	1.831	0	655	41.558	15,45
Fuel/gas (**)	6.522	24.332	19.708	3.385	35.247	388	0	0	2.581	85.641	13,13
Total	150.011	564.961	153.176	84.847	302.961	2.586	1.831	1.835	43.271	1.155.466	7,70

Datos procedentes de compensaciones por generación. Incluye el coste del stock nuclear.

(*) C.I. : Otros costes de generación asociados a la utilización de los combustibles.

(**) Incluye GICC (Elcogás).

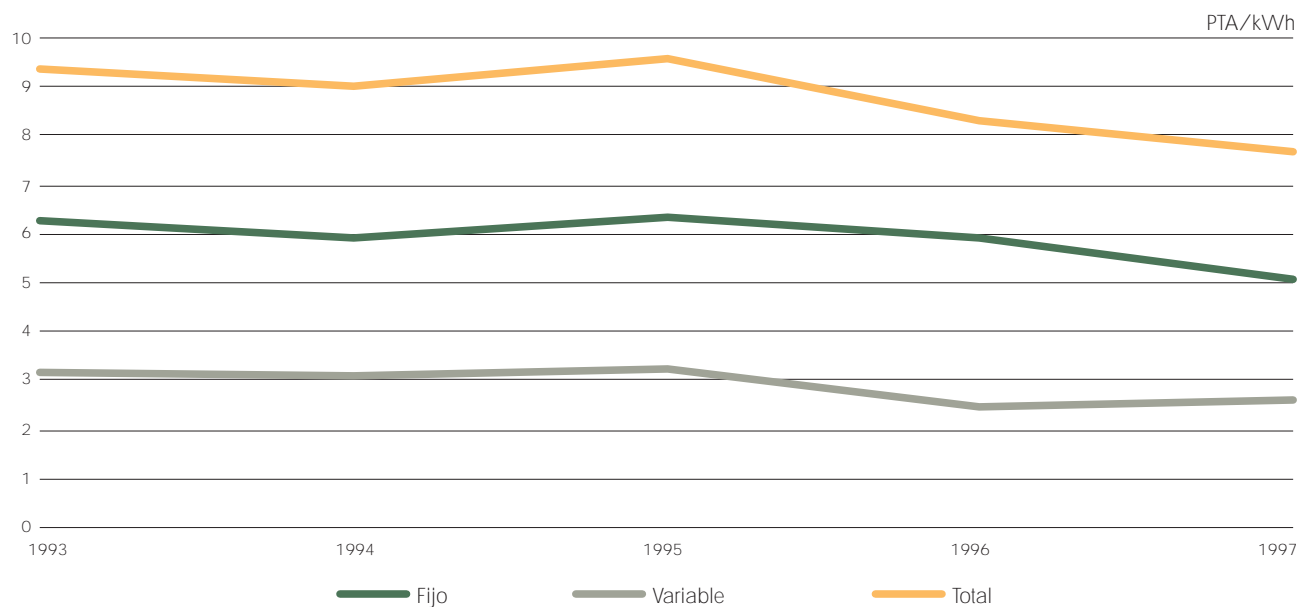
Cuadro 3.7.3
Evolución del coste total de generación por tipo de combustible (PTA/kWh)

	1993	1994	1995	1996	1997
Hidráulica + bombeo	7,75	6,57	8,56	4,92	5,58
Nuclear	9,53	9,10	9,72	9,20	7,69
Hulla + antracita	9,94	9,96	10,05	9,21	7,31
Lignito pardo	8,94	9,31	9,00	8,96	9,58
Lignito negro	10,16	10,03	10,12	9,89	8,49
Carbón importado	6,87	7,08	6,82	8,66	15,45
Fuel/gas (*)	28,80	33,75	16,23	25,92	13,13
Total	9,40	9,04	9,57	8,34	7,70

Datos procedentes de compensaciones por generación. Incluye el coste del stock nuclear.

(*) Incluye GICC (Elcogás).

Gráfico 3.7.4
Evolución del coste de generación



Cuadro 3.7.5
Coste del combustible neto

	1997			1996			Δ %
	GWh	PTA/kWh	MPTA	GWh	PTA/kWh	MPTA	PTA/kWh
Hidráulica	32.622	-	0	36.237	-	0	-
Nuclear	52.659	0,82	43.191	53.648	0,89	47.557	-7,5
Carbón	58.209	3,86	224.523	49.203	4,22	207.532	-8,6
Hulla + antracita	34.942	3,73	130.325	24.920	4,48	111.738	-16,8
Lignito pardo	10.572	4,26	45.007	11.639	4,26	49.551	0,0
Lignito negro	10.005	4,22	42.212	7.418	4,46	33.118	-5,5
Carbón importado	2.690	2,59	6.979	5.226	2,51	13.125	3,3
Fuel/gas (*)	6.522	5,40	35.247	2.052	4,75	9.754	13,7
Total	150.011	2,02	302.961	141.140	1,88	264.843	7,6

Datos procedentes de compensaciones por generación.

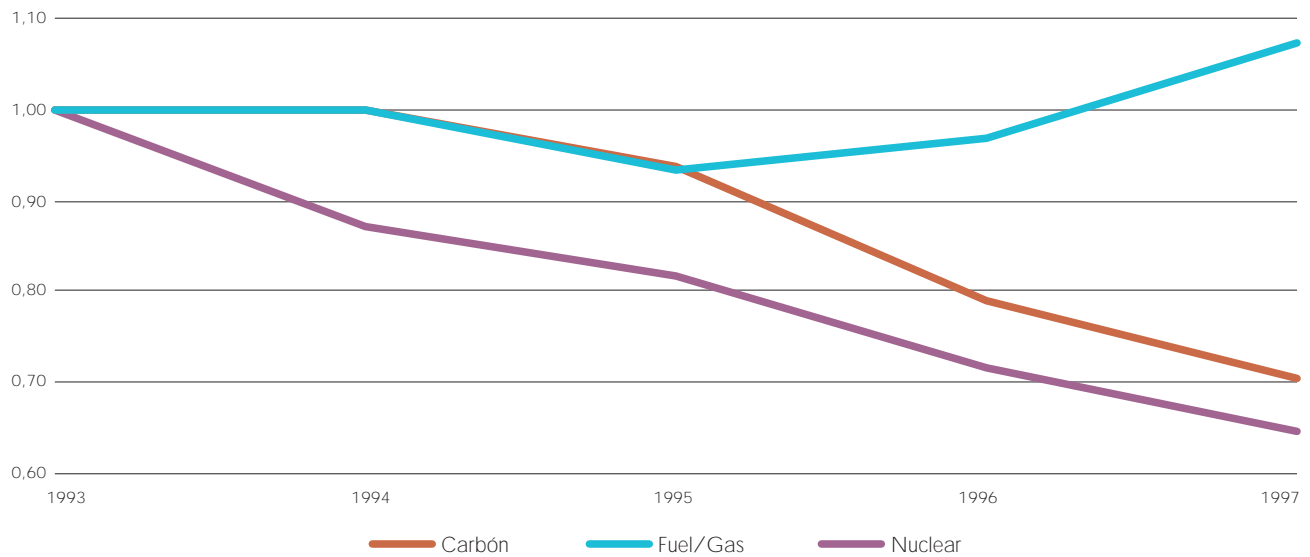
(*) Incluye GICC (Elcogás).

Cuadro 3.7.6
Evolución del coste de combustible neto en la generación eléctrica
(PTA/kWh)

Año	Carbón	Hidráulica	Fuel/gas	Nuclear	Coste medio
1993	4,75	0	4,37	1,10	2,51
1994	4,95	0	4,56	1,00	2,50
1995	4,84	0	4,44	0,98	2,62
1996	4,22	0	4,75	0,89	1,88
1997	3,86	0	5,40	0,82	2,02

Datos procedentes de compensaciones por generación
GICC (Elcogás) se ha incluido en fuel/gas.

Gráfico 3.7.7
Evolución del coste de combustible neto en generación.
(Indices base 1993)



4.1 Red de transporte de energía eléctrica

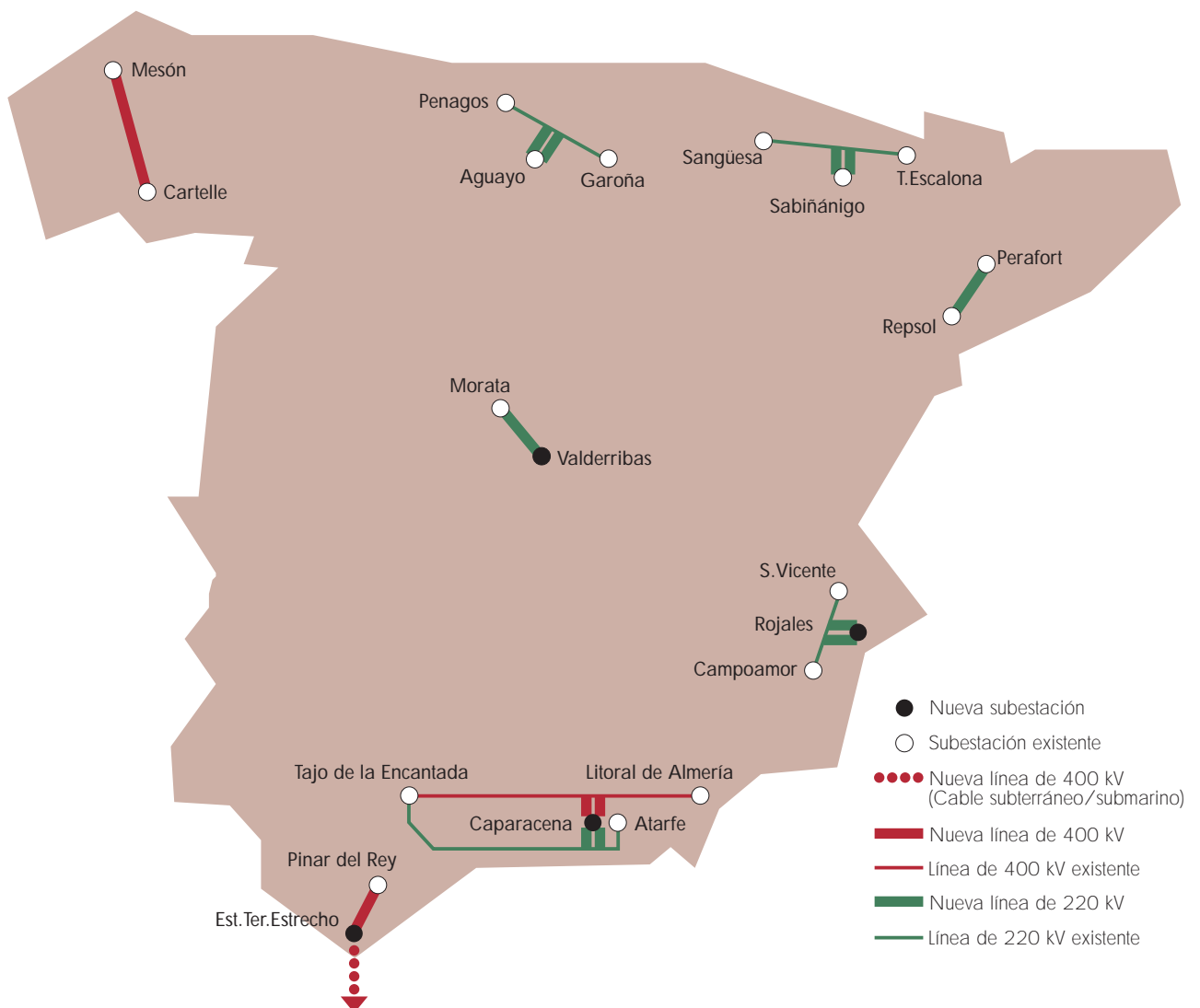
La Ley 54/1997 del Sector Eléctrico establece que la red de transporte de energía eléctrica esta constituida por las líneas, parques, transformadores y otros elementos eléctricos con tensiones iguales o superiores a 220 kV y aquellas otras instalaciones, cualquiera que sea su tensión, que cumplan funciones de transporte o de interconexión internacional y, en su caso, las interconexiones con los sistemas eléctricos españoles insulares y extrapeninsulares.

De acuerdo con la definición anterior, la red de transporte de energía eléctrica del sistema eléctrico peninsular en operación a 31 de diciembre de

Evolución del sistema de transporte y transformación

	1997	1996
Líneas eléctricas		
Km de circuito 400 kV	14.244	14.083
Km de circuito 220 kV	15.701	15.659
MVA de transformación (400/AT)	41.157	39.957

1997, estaba constituida por 14.244 km de circuitos a 400 kV y 15.701 km de circuitos a 220 kV, siendo la capacidad instalada de transformación en alta tensión de 41.157 MVA.



Durante 1997, se pusieron en operación 160,2 km de línea de 400 kV y 42,4 km de 220 kV, así como 5 nuevas subestaciones. La capacidad de transformación 400/220 se incrementó en 1.200 MVA, no produciéndose durante el periodo ningún alta de reactancias en alta tensión.

Entre las instalaciones que han entrado en operación durante 1997 cabe destacar, por su carácter singular, la interconexión eléctrica submarina con Marruecos entre Estrecho y Ferdioua, mediante 4 cables submarinos y subterráneos de 400 kV, concluida en junio y cuyas pruebas eléctricas terminaron satisfactoriamente el 3 de noviembre.

Igualmente hay que destacar la línea Mesón-Cartelle de 400 kV y 110,5 km, de simple circuito y apoyos preparados para doble circuito. Esta línea, cuya construcción se finalizó en 1996 y fue puesta en operación durante 1997, completa el mallado de la red de 400 kV en Galicia y hace más eficiente el intercambio de energía eléctrica con Portugal.

4.2 Calidad de servicio de la red de transporte

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 principal indicador utilizado 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.

En 1997 el valor de la energía no suministrada, referido a la red de transporte peninsular, ha sido de 778,4 MWh, siendo el valor del tiempo de interrupción medio de 2,53 minutos.

El número de incidencias registradas en la red de transporte ha sido de 1.404 y el número de interrupciones o cortes de mercado registrados ha sido de 18. Con excepción de la incidencia ocurrida en la línea Almaraz-Mérida el 6 de noviembre, con una pérdida de mercado de 110 MW en la zona durante un total acumulado de 4 horas y 10 minutos, es de destacar que dichas interrupciones han sido de baja intensidad, en cuanto a la potencia interrumpida, y de corta duración.

4.3 Niveles de tensión y carga de la red de transporte

Las tensiones medias en la red de transporte se han mantenido dentro de los límites normales, registrándose unos valores medios similares a los del año pasado.

En el estudio de la variación de las tensiones se consideran tan sólo los valores con una probabilidad de producirse del 95%, con el fin de eliminar medidas extremas poco significativas por ocurrir en situaciones anómalas de explotación.

Los valores de tensión en la red de 400 kV oscilaron entre los 399 y 433 kV, lo que supone una fluctuación de 34 kV. En los periodos valle las tensiones se mueven en una banda de 33 kV, frente

Calidad de servicio de la red de transporte

	Energía no suministrada (MWh)	Tiempo de interrupción medio (min.)
1993	6.640,1	24,56
1994	467,7	1,68
1995	282,9	0,98
1996	660,4	2,23
1997	778,4	2,53

a los 30 kV del año anterior. En la punta, la variación ha sido de 30 kV, valor superior a los 27 kV del pasado año. Las mayores oscilaciones, por zonas, corresponden a Aragón (27 kV) y las menores a Mesón y Almaraz (15 kV).

En cuanto a la red de 220 kV, los valores anteriores han oscilado entre 224 y 243 kV, en una banda de 19 kV, inferior a la del año pasado. En punta y en valle los valores oscilan en una banda de 18 kV y 17 kV respectivamente; la banda, tanto de punta como de valle, es inferior a los 20 kV de 1996. Por zonas, las oscilaciones varían entre los 7 kV de Robla y los 17 kV de Aragón.

La carga media de la red de 400 kV, durante 1997, ha sido de 18,4%, superior en un punto a la del año anterior, mientras que en 220 kV la carga media fue de 17%, valor similar al de 1996.

En conjunto, las líneas de 400 kV han alcanzado una carga media máxima, en punta, del 25,4%, siendo la línea Mudarra-Lastras la que registra mayor carga media en punta, seguida de la Oriol-Arañuelo.

En cuanto a las líneas de 220 kV la carga media máxima en punta fue del 24,8%. Tan sólo las líneas Compostilla-Montearenas 1 y 2 alcanzan una carga media superior al 50%.

La mayor carga media mensual en ambos niveles de tensión se ha producido en los meses de verano y otoño. El aumento del nivel de carga entre los meses de junio y octubre es consecuencia de la reducción de capacidad efectiva de la línea con los límites de verano y otoño, motivados por el aumento de la temperatura ambiente, que puede cuantificarse en un 29% y 22% para la red de 400 kV y en un 26% y 24% respectivamente para la red de 220 kV. A esto hay que añadir la

concentración de descargos que se produce en estos meses.

El nivel de carga medio de los transformadores durante 1997 ha disminuido un 1%, llegándose al 32,2% de su capacidad. La carga media por zonas ha disminuido respecto del año anterior, salvo en Aragón, Galicia y el País Vasco. La zona más cargada ha seguido siendo Madrid, que alcanzó un valor medio del 45%, mientras que en ninguna de las restantes se ha superado el 40% de carga media.

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

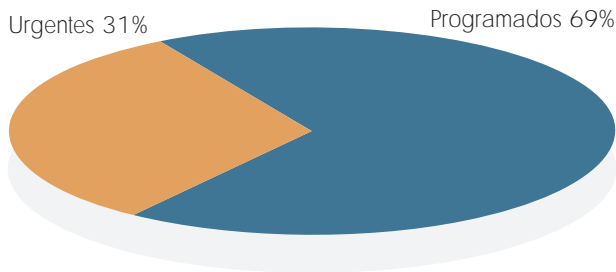
La tasa de indisponibilidad indica la calidad y continuidad del servicio prestado al sistema eléctrico, y mide el tiempo medio que cada línea de la red no ha estado disponible para el servicio por motivos de mantenimiento preventivo, indisponibilidad fortuita u otras causas, como construcción de nuevas instalaciones o condicionantes externos a la red. En 1997 la disponibilidad total ha sido del 96,4%, cifra superior a la de 1996.

Tasa de indisponibilidad (%)	
Mantenimiento preventivo	1,10
Indisponibilidades fortuitas	0,04
Otras causas ajenas al mantenimiento	2,42
Total	3,56

Durante 1997 se han registrado un total de 3.971 descargos en los elementos de la red de transporte, lo que supone una disminución del 2,4% respecto del año anterior.

Del total anterior, 2.743 corresponden a descargos programados a medio y largo plazo, lo que supone una reducción del 1% respecto al año anterior, mientras que los descargos con carácter

Descargos realizados en la Red de Transporte



de urgencia fueron 1.228, lo que significa un 5% menos que en 1996.

4.5 Pérdidas en la red de transporte

Las pérdidas en la red de transporte durante 1997 han sido de 2.321 GWh frente a los 2.247 del año anterior. A pesar de este incremento, el porcentaje de pérdidas respecto a la demanda ha sido un 1,4%, cifra similar a la de 1996.

La alta producción hidráulica habida en 1997, al igual que ocurrió en 1996, ha dado lugar a un menor número de grupos de fuel/gas acoplados y un mantenimiento del nivel de pérdidas, consecuencia de la posición relativa de los centros hidráulicos de generación respecto de la demanda.

Si se compara por meses, se observa como en diciembre las pérdidas fueron muy superiores a las del año anterior, éstas también se incrementaron en los meses de abril, mayo, septiembre y octubre.

Las pérdidas horarias han oscilado entre los 105 MW, registrados el 16 de febrero a las 9 horas, y los 580 MW del 15 de diciembre a las 19 horas, lo que supone el 0,9 % y el 2,2% de la demanda en esas horas respectivamente.

La diferencia entre los valores máximos y mínimos de las pérdidas en horas valle ha sido de 190 MW, mientras que en punta llega a 444 MW.

Cuadro 4.1.1
Nuevas líneas de transporte en operación a 400 kV

Línea	Empresa	Nº de circuitos	Km de circuito
Mesón - Cartelle	RED ELECTRICA	1	110,5
E/S en Caparacena - L/Litoral-Tajo	RED ELECTRICA	2	0,4
Pinar del Rey - Est. Ter. Estrecho	RED ELECTRICA	1	34,1
Interconexión con Marruecos	RED ELECTRICA	1	15,2

Cuadro 4.1.2
Nuevas líneas de transporte en operación a 220 kV

Línea	Empresa	Nº de circuitos	Km de circuito
E/S en Sabiñanigo - L/Sangüesa-T Escalona	RED ELECTRICA	2	0,6
E/S en Aguayo - L/Penagos-Garoña	RED ELECTRICA	2	36,0
E/S en Caparacena - L/Tajo-Atarfe II	SEVILLANA	2	1,6
E/S en Rojales - L/S. Vicente-Campoamor	IBERDROLA	2	0,2
Morata - Valderribas	IBERDROLA	1	0,2
Perafort - Repsol	ENHER	1	1,9
San Sebastian - Puente San Fernando (1)	UNION FENOSA	1	1,9

(1) Cambio de trazado

Cuadro 4.1.3
Nuevas subestaciones en operación

Subestación	Empresa	Tensión	Transformación	
		kV	kV	MVA
Caparacena	RED ELECTRICA	400	400/220	600
Estación Terminal Estrecho	RED ELECTRICA	400	-	-
Rojales	IBERDROLA	220	220/20	50
Valderribas	PORTLAND	220	-	-
Caparacena	SEVILLANA	220	-	-

Cuadro 4.1.4
Nueva transformación en subestaciones en servicio

Subestación	Empresa	Tensión kV	Transformación	
			kV	MVA
Loeches	RED ELECTRICA	400	400/220	600
Vic	ENHER	220	220/132	200
Juia (1)	ENHER	220	220/132	100
Foix	ENHER	220	220/25	40
Castellet (2)	ENHER	220	220/25	20
Abreira (3)	ENHER	220	220/25	40
Valdemoro II	UNION FENOSA	220	220/132	120

(1) Procedente de la Subestación VIC

(2) Procedente de la Subestación ABRERA

(3) Procedente de la Subestación CASTELLET

Cuadro 4.1.5
Evolución del sistema de transporte y transformación

		1993	1994	1995	1996	1997
km de circuito de a 400 kV	RED ELECTRICA	13.179	13.477	13.710	13.823	13.984
	Otras empresas	260	260	260	260	260
	Total	13.439	13.737	13.970	14.083	14.244
km de circuito de a 220 kV	RED ELECTRICA	4.214	4.214	4.214	4.240	4.276
	Otras empresas	11.153	11.297	11.340	11.419	11.425
	Total	15.367	15.511	15.554	15.659	15.701
Capacidad de transformación 400/AT (MVA)	RED ELECTRICA	11.348	14.268	15.248	15.788	16.988
	Otras empresas	25.029	24.169	24.169	24.169	24.169
	Total	36.377	38.437	39.417	39.957	41.157

Cuadro 4.1.6
Evolución de la red de 400 y 220 kV (km)

Año	400 kV	220 kV	Año	400 kV	220 kV
1962	0	5.904	1980	8.518	14.124
1963	0	6.544	1981	8.906	13.958
1964	150	7.374	1982	8.975	14.451
1965	255	7.856	1983	9.563	14.476
1966	1.278	8.403	1984	9.998	14.571
1967	1.278	9.763	1985	10.781	14.625
1968	1.289	10.186	1986	10.978	14.719
1969	1.599	10.759	1987	11.147	14.822
1970	3.171	10.512	1988	12.194	14.911
1971	3.233	10.859	1989	12.533	14.922
1972	3.817	11.839	1990	12.686	14.992
1973	4.175	11.923	1991	12.883	15.057
1974	4.437	12.830	1992	13.222	15.281
1975	4.715	12.925	1993	13.439	15.367
1976	4.715	13.501	1994	13.737	15.511
1977	5.595	13.138	1995	13.970	15.554
1978	5.732	13.258	1996	14.083	15.659
1979	8.207	13.767	1997	14.244	15.701

Gráfico 4.1.7
Evolución de la red a 400 y 220 kV

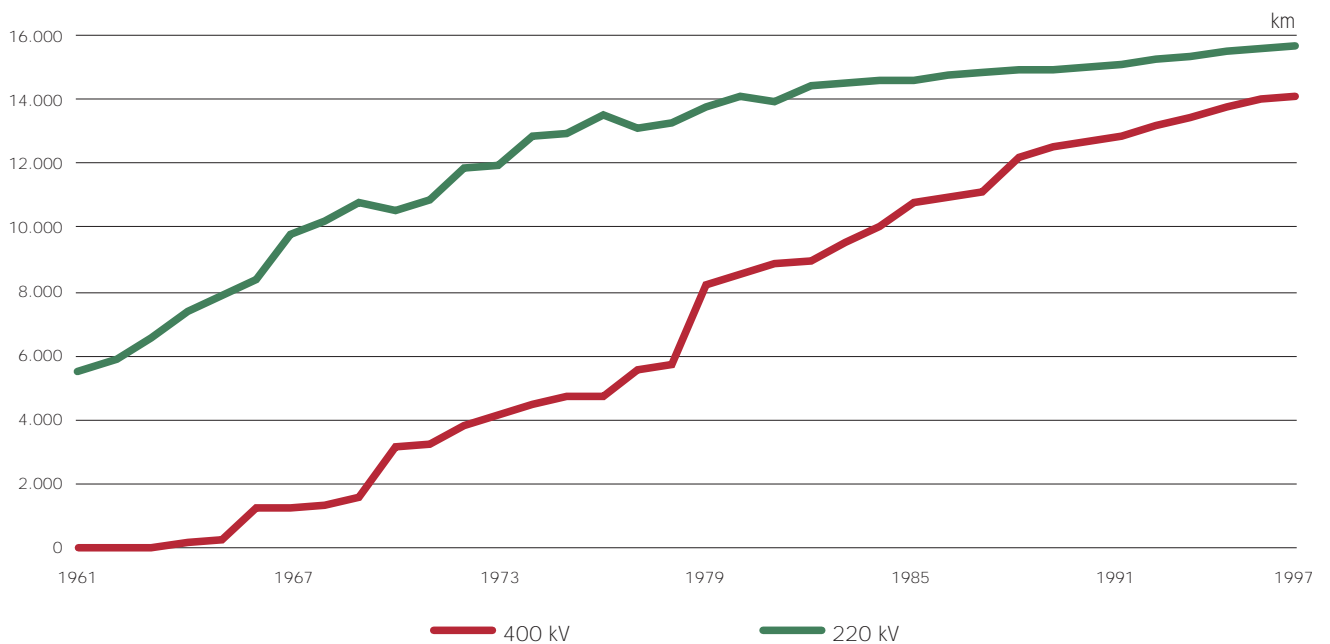


Gráfico 4.3.1
Valores de las tensiones límites con una probabilidad del 95 %
por zonas y para la red de 400 kV

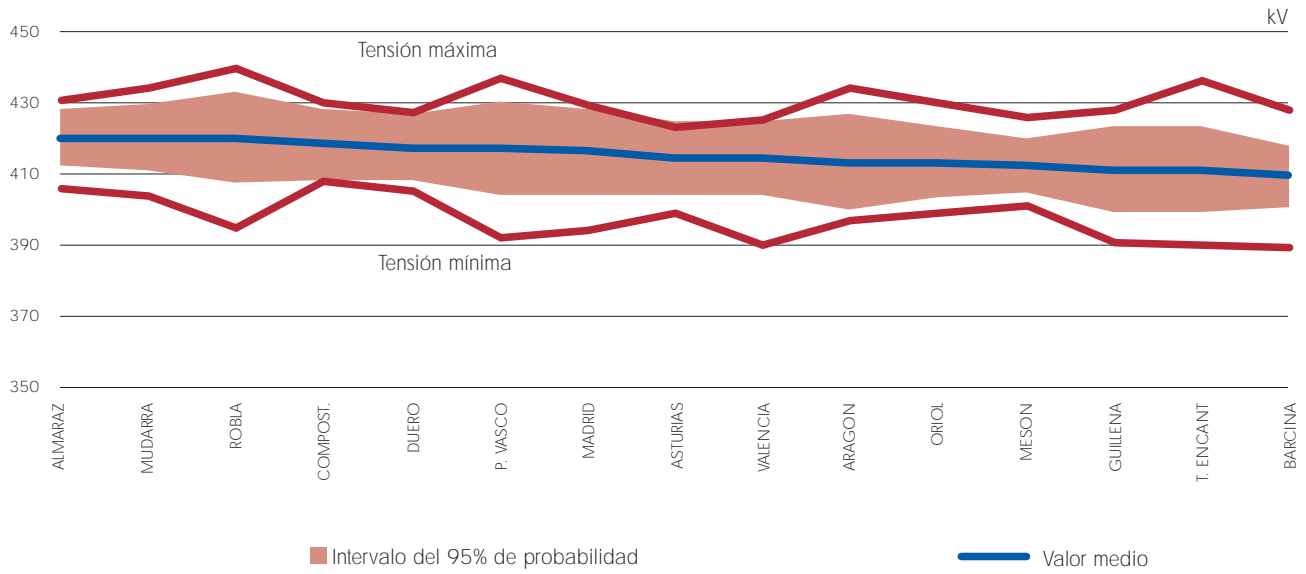


Gráfico 4.3.2
Valores de las tensiones límites con una probabilidad del 95 %
por zonas y para la red de 220 kV

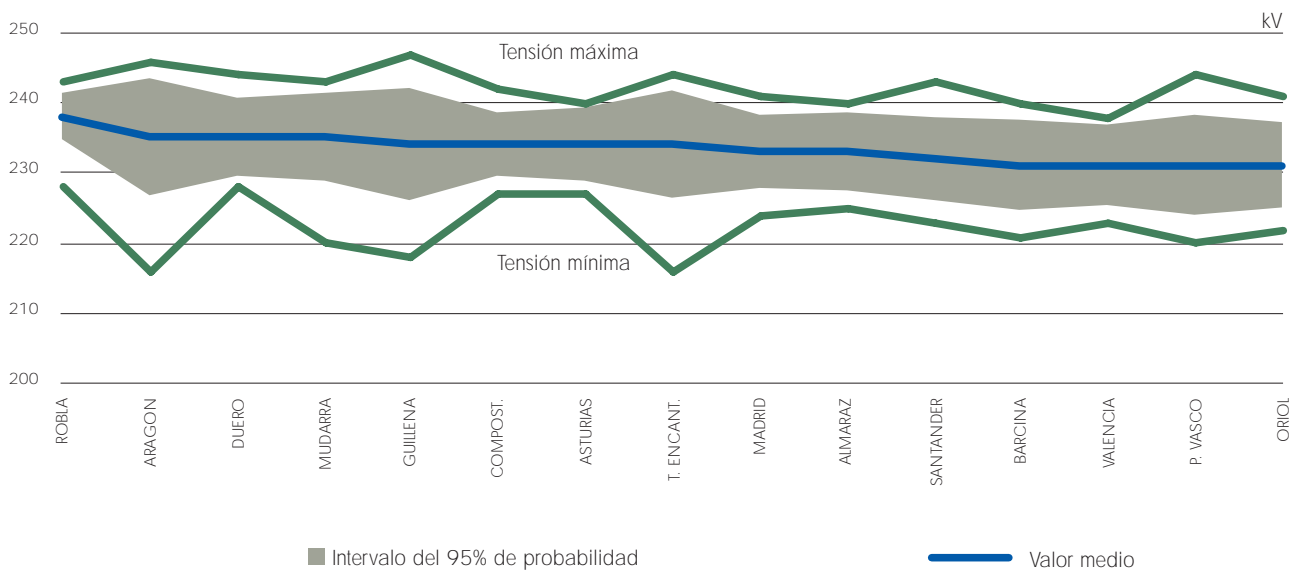


Gráfico 4.3.3
Evolución del nivel de carga medio en las líneas de 400 kV

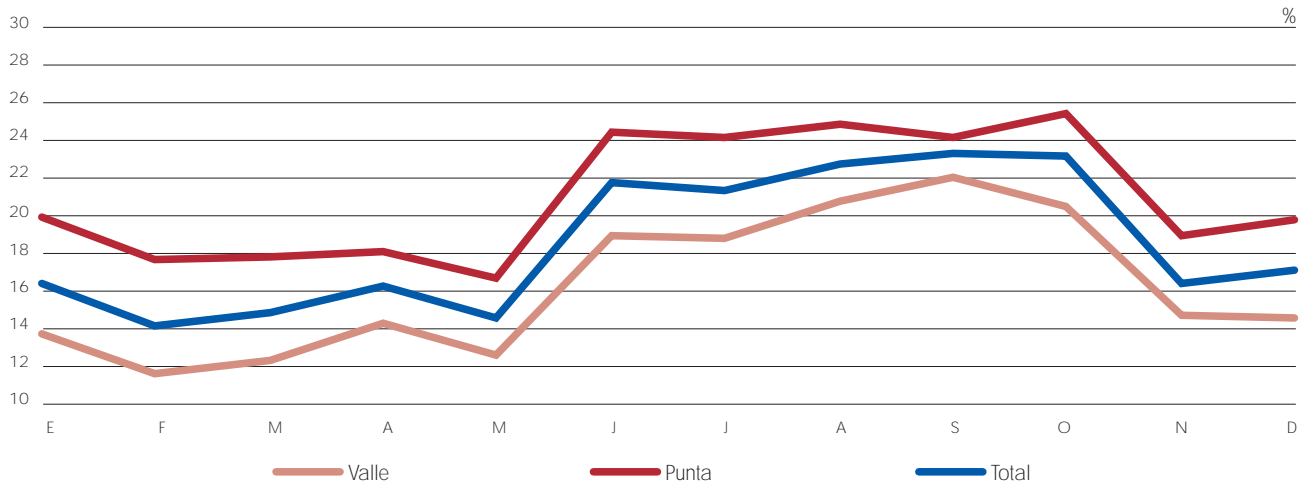


Gráfico 4.3.4
Evolución del nivel de carga medio en las líneas de 220 kV

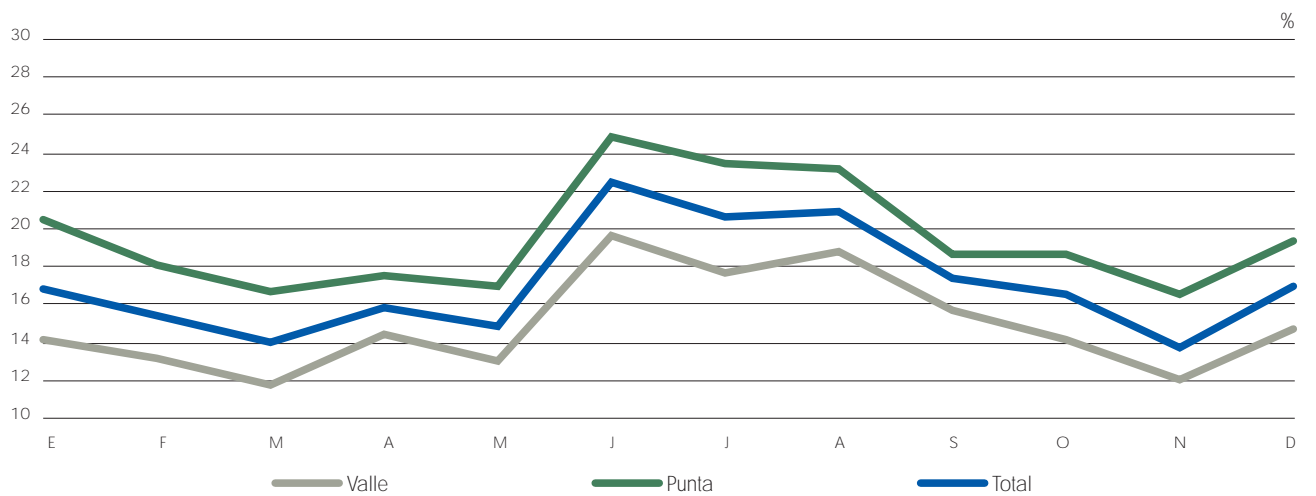


Gráfico 4.3.5
Evolución de la carga media anual de los transformadores por zonas

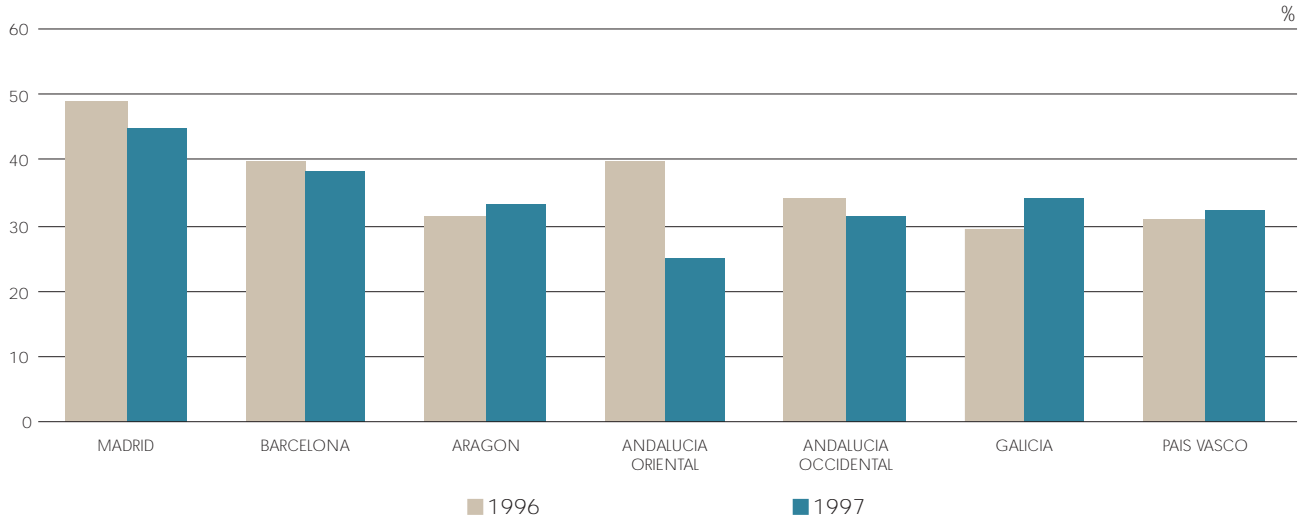


Gráfico 4.3.6
Evolución del factor de potencia medio en la zona de Madrid

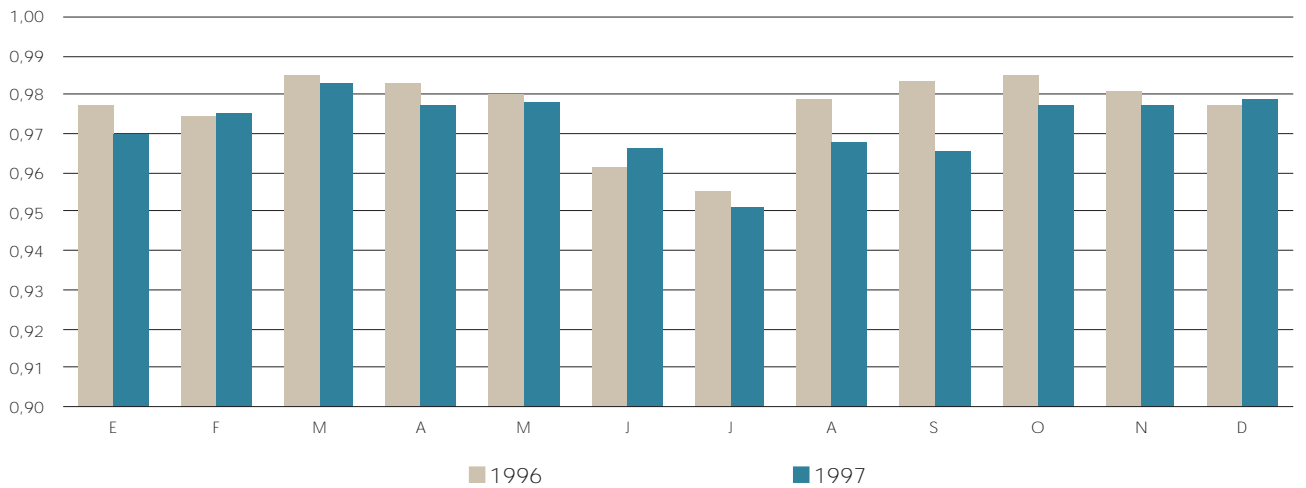


Gráfico 4.5.1
Pérdidas en la Red Mallada (% sobre la demanda)

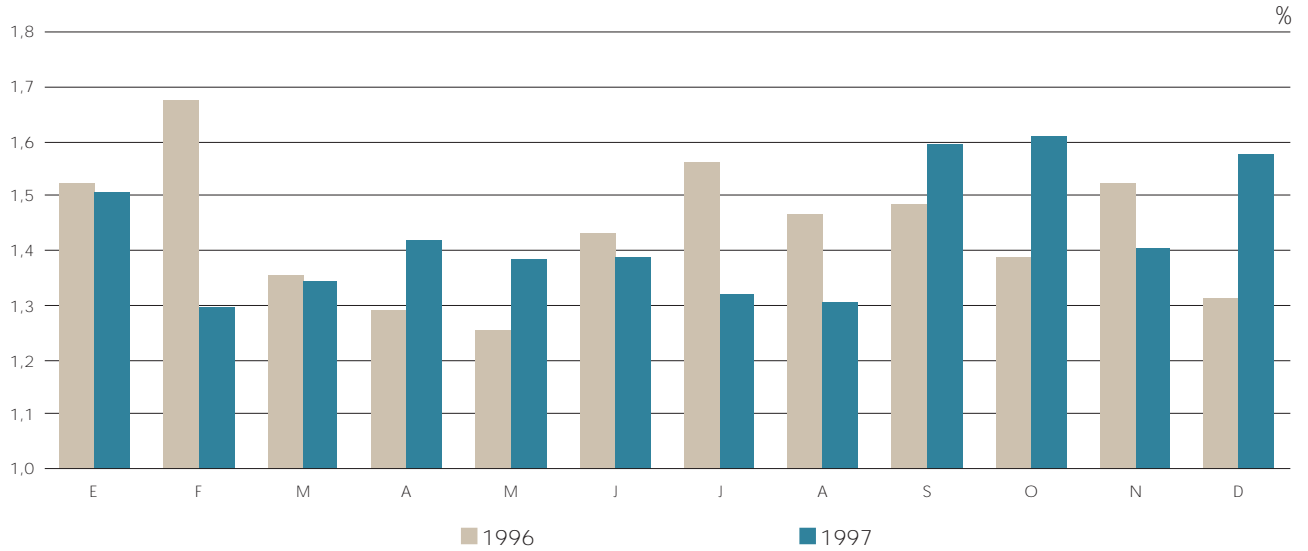
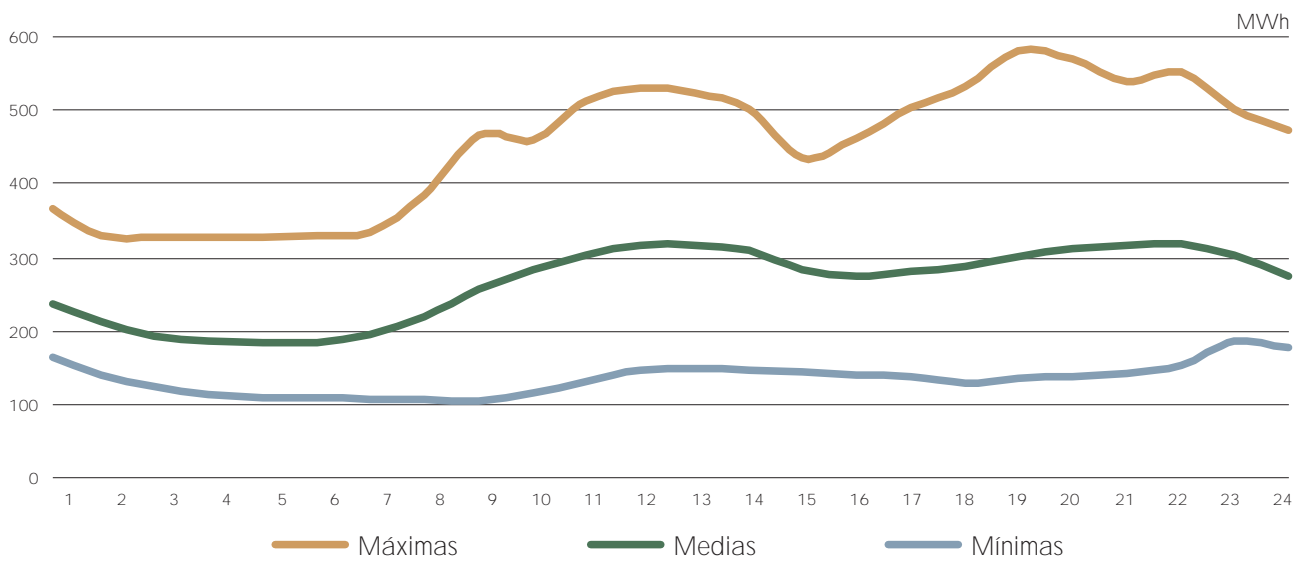


Gráfico 4.5.2
Comportamiento horario de las pérdidas



5.1 Estado de los contratos

Durante el mes de octubre se realizaron las pruebas industriales en carga de la interconexión eléctrica España-Marruecos. Terminado, el 3 de noviembre, el período estipulado para las mismas, la interconexión quedó disponible para entrar en funcionamiento.

Simultáneamente, RED ELECTRICA y la Office National de l'Electricité (ONE) han estado negociando, a petición de esta última sociedad, una reducción de la potencia contratada, solicitud justificada por las necesidades de cobertura del sistema eléctrico marroquí, inferiores a las inicialmente previstas.

Como consecuencia de las negociaciones mantenidas, en el mes de mayo de 1998, ambas sociedades firman un acuerdo por el cual la potencia comprometida se reduce de 300 MW a 90 MW y, la fecha de terminación del contrato se desliza desde el 31 de diciembre de 1998 hasta el 31 de diciembre del año 2002 manteniéndose la energía total contratada inicialmente. También se ha producido una ligera reducción del precio, compensada con un aumento del número de horas en que RED ELECTRICA puede interrumpir el suministro. El suministro de los 90 MW dio comienzo el día 26 de mayo de 1998.

Por otra parte, el 29 de abril de 1997, Electricité de France (EDF), RED ELECTRICA y Forces Electriques d'Andorra (FEDA) firmaron un acuerdo de modificación del contrato entre las tres sociedades por el que se prolonga hasta final de 1999 el suministro que las dos primeras sociedades venían realizando a FEDA, en condiciones similares a las del contrato hasta entonces en vigor.

El suministro de EDF a RED ELECTRICA, correspondiente al contrato a largo plazo, está funcionando con completa normalidad siguiendo el acuerdo de modificación del contrato firmado por ambas sociedades el 8 de enero de 1997, y de cuyo contenido se dio cuenta en el informe correspondiente a 1996.

Durante el período invernal 1997-1998, EDF no ha hecho uso del contrato de suministro de RED

ELECTRICA a EDF, si bien, y como se establece en el contrato, abonaron la parte fija anual del mismo.

5.2 Saldo de los intercambios

El volumen total de energía circulado por las interconexiones internacionales fue de 12.267 GWh, cantidad muy similar a la del año 1996.

Los intercambios internacionales programados han contribuido a cumplir las directrices de política energética reduciendo las importaciones (1.371 GWh) en un 60%, y aumentando las exportaciones (4.489 GWh) en un 78%.

	Entrada	Salida	Volumen
Francia	2.114	2.055	4.169
Portugal	2.481	5.378	7.858
Andorra	0	105	105
Marruecos	2	133	135
Total	4.597	7.670	12.267

Por primera vez en los últimos años el saldo de los intercambios internacionales programados ha resultado exportador alcanzando los 3.117 GWh. Tanto el valor anterior como la cantidad total de energía exportada han supuesto máximos históricos.

	Importación	Exportación	Saldo (1)
Francia	1.363	1.258	104
Portugal	7	2.907	-2.900
Andorra	0	125	-125
Marruecos	2	132	-130
Suiza	0	64	-64
Bélgica	0	3	-3
Total	1.371	4.489	-3.117
(1)+: Saldo importador	- : Saldo exportador		

Gráfico 5.2.1
Evolución de los saldos de intercambios internacionales
(Medidos en frontera)

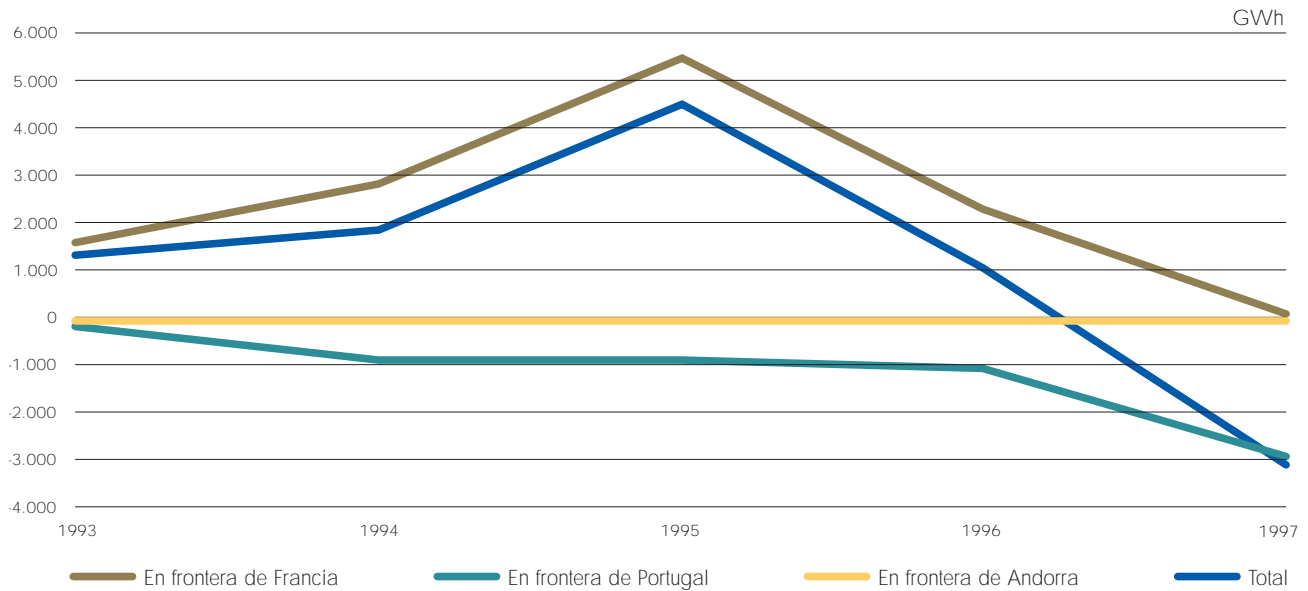
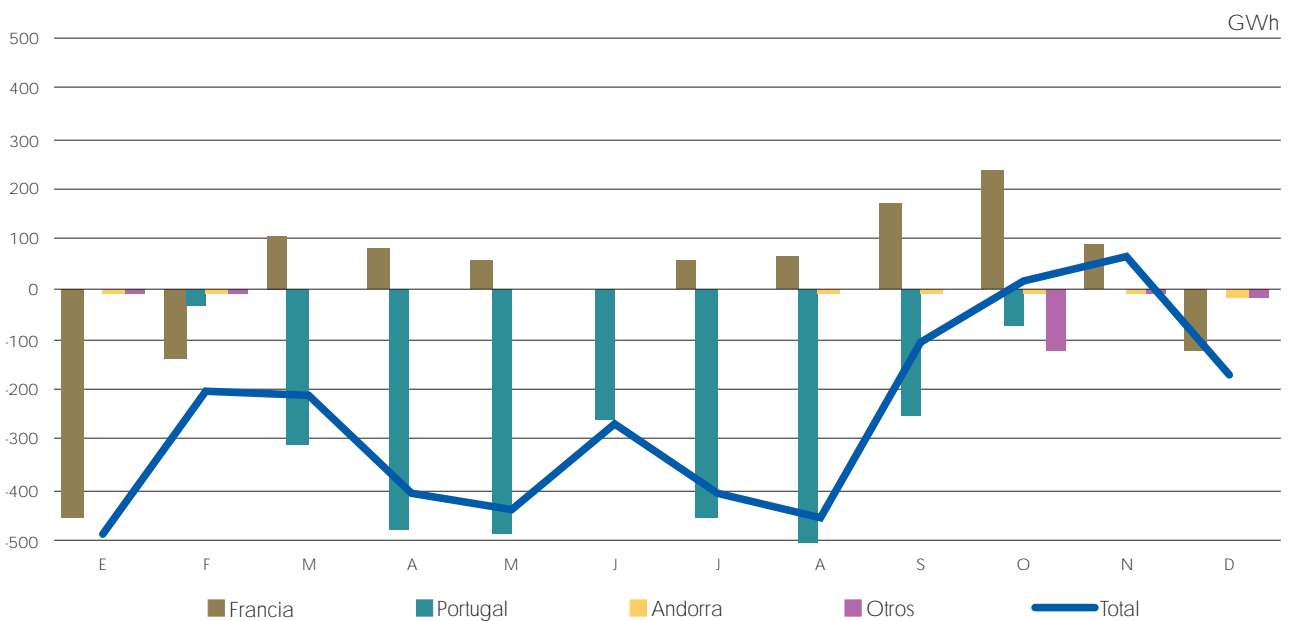


Gráfico 5.2.2
Saldos mensuales de intercambios internacionales programados



Cuadro 5.2.3
Saldos mensuales de los intercambios físicos internacionales (MWh)

	1997					1996				
	Francia	Portugal	Andorra	Marruecos	Total	Francia	Portugal	Andorra	Marruecos	Total
Enero	-453.241	-7.478	-23.240	0	-483.959	-21.166	24.618	-26.602	-	-23.150
Febrero	-156.304	-36.877	-11.384	0	-204.565	-220.540	4.640	-12.939	-	-228.839
Marzo	95.999	-307.947	-8.063	0	-220.011	107.456	181	-11.828	-	95.809
Abril	76.231	-478.035	-8.338	0	-410.142	241.056	-1.376	-5.230	-	234.450
Mayo	59.269	-493.592	-4.895	0	-439.218	170.831	8.205	-3.813	-	175.223
Junio	4.651	-266.153	-6.708	0	-268.210	292.585	4.901	-127	-	297.359
Julio	60.885	-452.535	-6.111	0	-397.761	339.854	522	-2.771	-	337.605
Agosto	50.996	-505.325	-19	-657	-455.005	296.233	1.437	-9.128	-	288.542
Septiembre	161.814	-259.332	-5.871	0	-103.389	277.833	-207.950	-16.352	-	53.531
Octubre	236.864	-76.474	-21.194	-125.977	13.219	307.615	-418.322	-12.590	-	-123.297
Noviembre	80.642	-2.152	-9.065	-4.009	65.416	322.906	-325.498	-13.577	-	-16.169
Diciembre	-158.125	-11.144	0	0	-169.269	183.095	-202.301	-12.492	-	-31.698
Total	59.681	-2.897.044	-104.888	-130.643	-3.072.894	2.297.758	-1.110.943	-127.449	-	1.059.366

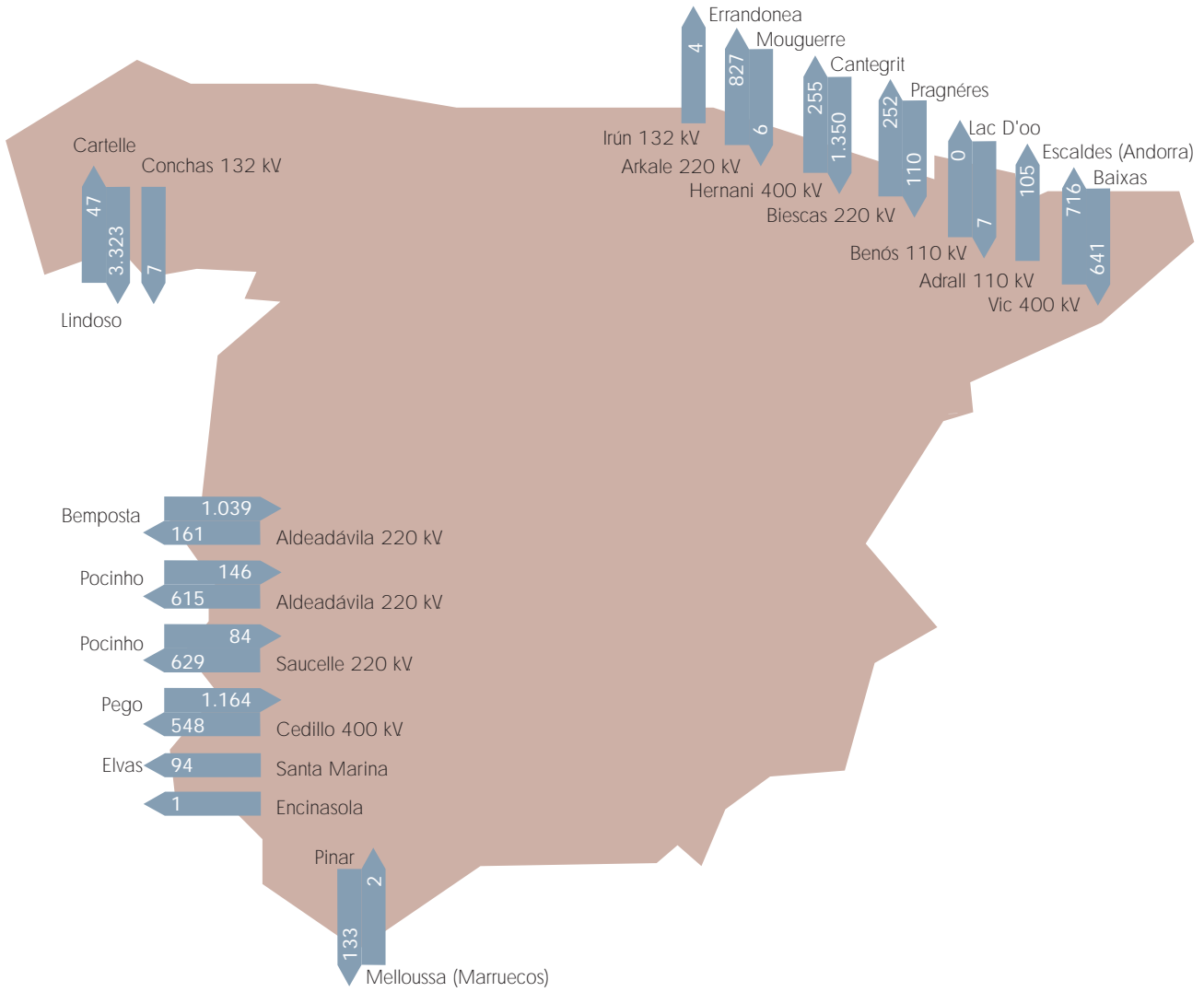
Nota: El signo negativo indica saldo exportador.

Cuadro 5.2.4
Intercambios internacionales físicos mensuales (MWh)

	Entregado a					Recibido de				
	Francia	Portugal	Andorra	Marruecos	Total	Francia	Portugal	Andorra	Marruecos	Total
Enero	479.467	279.554	23.240	0	782.261	26.226	272.076	0	0	298.302
Febrero	256.733	235.571	11.384	0	503.688	100.429	198.694	0	0	299.123
Marzo	109.402	494.932	8.063	0	612.397	205.401	186.985	0	0	392.386
Abril	96.181	635.037	8.350	0	739.568	172.412	157.002	12	0	329.426
Mayo	118.188	612.472	4.895	0	735.555	177.457	118.880	0	0	296.337
Junio	137.100	468.042	6.728	0	611.870	141.751	201.889	20	0	343.660
Julio	130.700	620.938	6.113	0	757.751	191.585	168.403	2	0	359.990
Agosto	141.038	615.882	19	776	757.715	192.034	110.557	0	119	302.710
Septiembre	88.116	449.880	5.871	0	543.867	249.930	190.548	0	0	440.478
Octubre	71.934	410.217	21.194	126.019	629.364	308.798	333.743	0	42	642.583
Noviembre	146.650	247.829	9.065	5.821	409.365	227.292	245.677	0	1.812	474.781
Diciembre	279.149	307.285	0	0	586.434	121.024	296.141	0	0	417.165
Total	2.054.658	5.377.639	104.922	132.616	7.669.835	2.114.339	2.480.595	34	1.973	4.596.941

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

Gráfico 5.2.5
Intercambios internacionales físicos de energía eléctrica (GWh)



Cuadro 5.2.6
Movimientos físicos de energía eléctrica con Francia (MWh)

	De España a Francia						Total
	Irún	Arkale	Hernani	Biescas	Benós	Vic	
Enero	106	134.301	115.232	43.782	106	185.940	479.467
Febrero	79	88.882	53.672	20.050	0	94.050	256.733
Marzo	121	50.725	296	10.950	0	47.310	109.402
Abril	2.233	41.204	30	35.314	0	17.400	96.181
Mayo	88	36.632	0	61.688	0	19.780	118.188
Junio	71	51.759	1.720	13.440	0	70.110	137.100
Julio	183	72.075	490	8.772	0	49.180	130.700
Agosto	101	62.161	590	22.136	0	56.050	141.038
Septiembre	832	61.199	90	9.270	0	16.725	88.116
Octubre	248	39.871	140	0	0	31.675	71.934
Noviembre	88	75.082	9.620	8.012	0	53.848	146.650
Diciembre	106	113.338	73.319	18.474	0	73.912	279.149
Total salidas	4.256	827.229	255.199	251.888	106	715.980	2.054.658
	De Francia a España						Total
	Irún	Arkale	Hernani	Biescas	Benós	Vic	
Enero	0	1	9.686	5.156	3.013	8.370	26.226
Febrero	0	28	59.611	11.188	3.772	25.830	100.429
Marzo	0	573	133.786	15.322	0	55.720	205.401
Abril	0	2.600	131.728	10.434	0	27.650	172.412
Mayo	0	977	156.190	5.200	0	15.090	177.457
Junio	0	895	117.950	8.956	0	13.950	141.751
Julio	0	109	132.430	11.276	0	47.770	191.585
Agosto	0	216	146.990	6.508	0	38.320	192.034
Septiembre	0	57	135.660	21.278	0	92.935	249.930
Octubre	0	313	150.900	0	0	157.585	308.798
Noviembre	0	200	142.450	1.384	0	83.258	227.292
Diciembre	0	0	33.025	13.067	0	74.932	121.024
Total entradas	0	5.969	1.350.406	109.769	6.785	641.410	2.114.339

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

Cuadro 5.2.7
Movimientos físicos de energía eléctrica con Portugal (MWh)

De España a Portugal										
	Cartelle	Conchas	Alde-B	Alde-P	Saucelle	Cedillo	S. Marina	Encinasola	Rosal	Total
Enero	56.120	0	0	3.666	7.022	204.473	8.273	0	0	279.554
Febrero	127.560	0	0	23.402	31.443	46.530	6.636	0	0	235.571
Marzo	344.620	0	6.840	61.450	70.899	3.721	7.402	0	0	494.932
Abril	396.220	0	30.657	98.834	101.907	159	7.260	0	0	635.037
Mayo	346.040	0	40.314	116.419	96.183	6.606	6.910	0	0	612.472
Junio	324.200	0	11.690	59.612	57.940	6.753	7.847	0	0	468.042
Julio	411.200	0	24.233	91.359	82.887	1.571	9.688	0	0	620.938
Agosto	412.320	1.600	30.015	93.172	57.883	11.604	9.143	145	0	615.882
Septiembre	337.256	3.780	6.044	26.165	64.672	3.627	8.194	142	0	449.880
Octubre	307.340	0	10.702	37.732	47.051	100	7.131	161	0	410.217
Noviembre	123.580	0	912	2.243	5.892	107.878	7.182	142	0	247.829
Diciembre	136.580	1.500	0	587	4.834	154.899	8.680	205	0	307.285
Total salidas	3.323.036	6.880	161.407	614.641	628.613	547.921	94.346	795	0	5.377.639

De Portugal a España										
	Cartelle	Conchas	Alde-B	Alde-P	Saucelle	Cedillo	S. Marina	Encinasola	Rosal	Total
Enero	24.400	0	180.347	41.169	25.941	219	0	0	0	272.076
Febrero	900	0	153.854	7.571	3.817	32.552	0	0	0	198.694
Marzo	0	0	86.977	962	251	98.795	0	0	0	186.985
Abril	0	0	29.035	0	0	127.967	0	0	0	157.002
Mayo	20	0	27.321	0	0	91.539	0	0	0	118.880
Junio	0	0	95.467	1.690	758	103.974	0	0	0	201.889
Julio	0	0	22.301	0	0	146.102	0	0	0	168.403
Agosto	0	0	11.784	0	0	98.773	0	0	0	110.557
Septiembre	0	0	58.940	3.236	89	128.283	0	0	0	190.548
Octubre	0	0	50.141	295	32	283.275	0	0	0	333.743
Noviembre	1.220	0	147.362	42.725	28.616	25.754	0	0	0	245.677
Diciembre	20.080	0	175.871	48.701	24.646	26.843	0	0	0	296.141
Total entradas	46.620	0	1.039.400	146.349	84.150	1.164.076	0	0	0	2.480.595

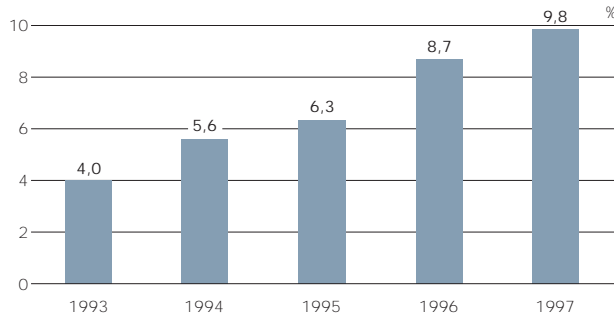
Al tratarse de intercambios físicos, incluyen la circulación de energía eléctrica a través de las interconexiones.

6.1 Potencia instalada y energía adquirida a los autoprodutores

Durante 1997 se ha incrementado el peso de la autoproducción dentro del balance eléctrico, manteniéndose la misma tendencia de años anteriores.

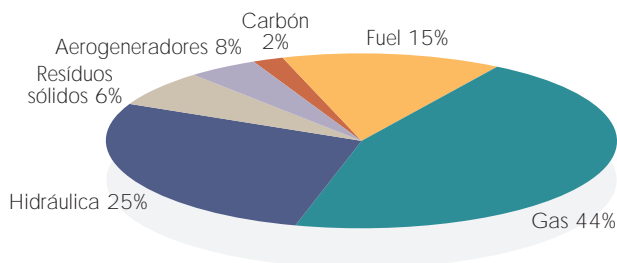
La energía adquirida a los autoprodutores ha cubierto un 9,8% de la demanda de los subsistemas en b.c. de 1997.

Aportación de la autoproducción a la demanda b.c.



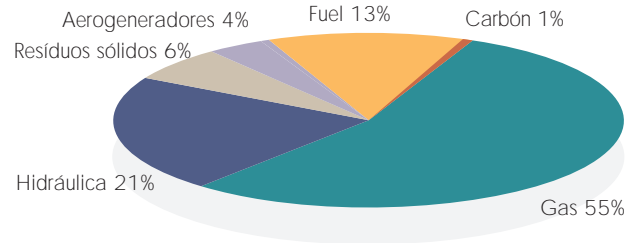
La potencia instalada por los autoprodutores a finales de año era de 4.387 MW, lo que representa un aumento del 14% respecto al año anterior.

Potencia instalada



Dentro de la autoproducción hay que resaltar el desarrollo espectacular que ha tenido la cogeneración en los últimos años, siendo la potencia instalada en dichas centrales de 2.669 MW, lo que supone el 61% de la cifra total de autoprodutores.

Energía adquirida



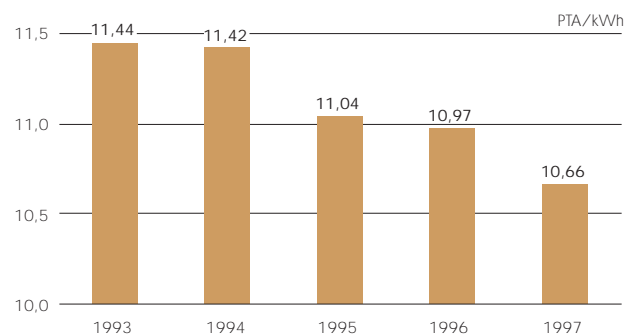
En cuanto a la energía adquirida por los subsistemas a los autoprodutores, ésta ascendió a 15.958 GWh lo que representa un incremento de 17% respecto a 1996.

6.2 Precios de la energía adquirida a los autoprodutores

La facturación total de los autoprodutores a los subsistemas por la energía adquirida, fue de 170.065 MPTA lo que supuso un coste medio de 10,66 PTA/kWh.

Se mantiene en 1997 la disminución del coste medio de adquisición de esta energía, iniciada a partir de la entrada en vigor del Real Decreto 2366/1994. Durante 1997 esta tendencia se ha visto reforzada como consecuencia de la reducción, en un 3%, de la tarifa a abonados finales, al estar el precio de adquisición de los excedentes vertidos a la red referenciado a la tarifa eléctrica.

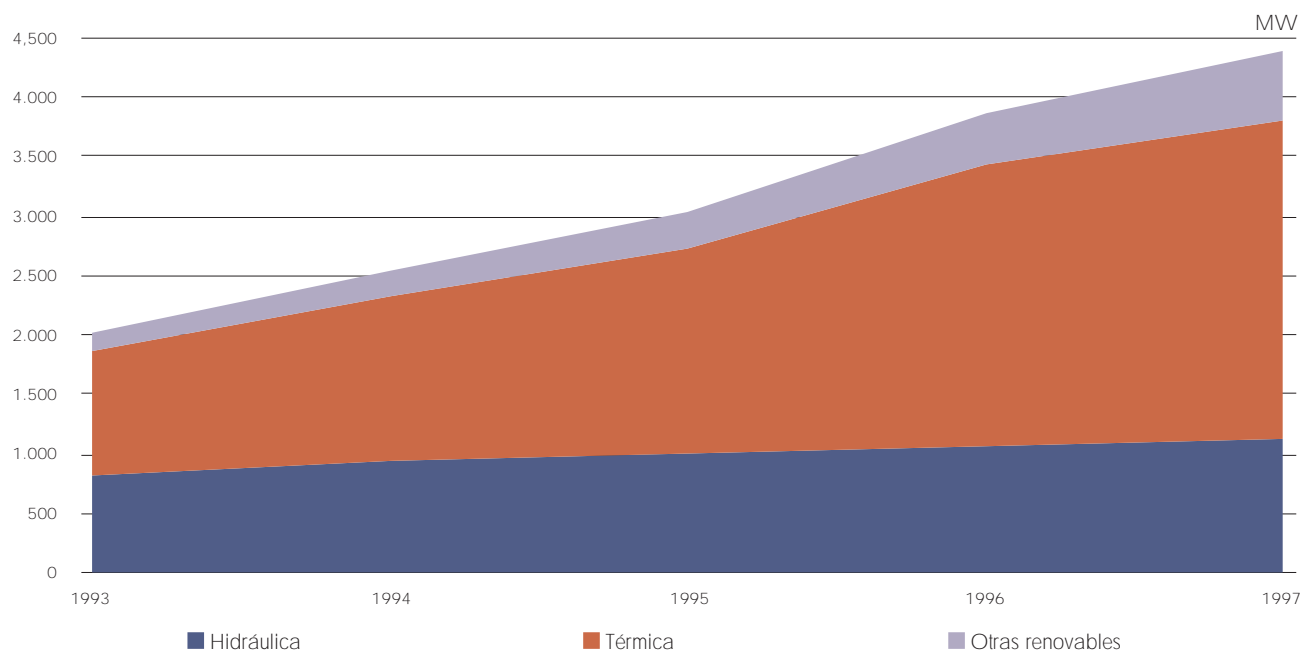
Coste medio de la energía adquirida



Cuadro 6.1.1
Evolución de la potencia instalada por autoprodutores (MW)

Año	Hidráulica	Térmica	Otras renovables	Total
1993	816	1.035	143	1.994
1994	932	1.373	220	2.525
1995	988	1.717	320	3.025
1996	1.060	2.352	431	3.843
1997	1.107	2.669	611	4.387

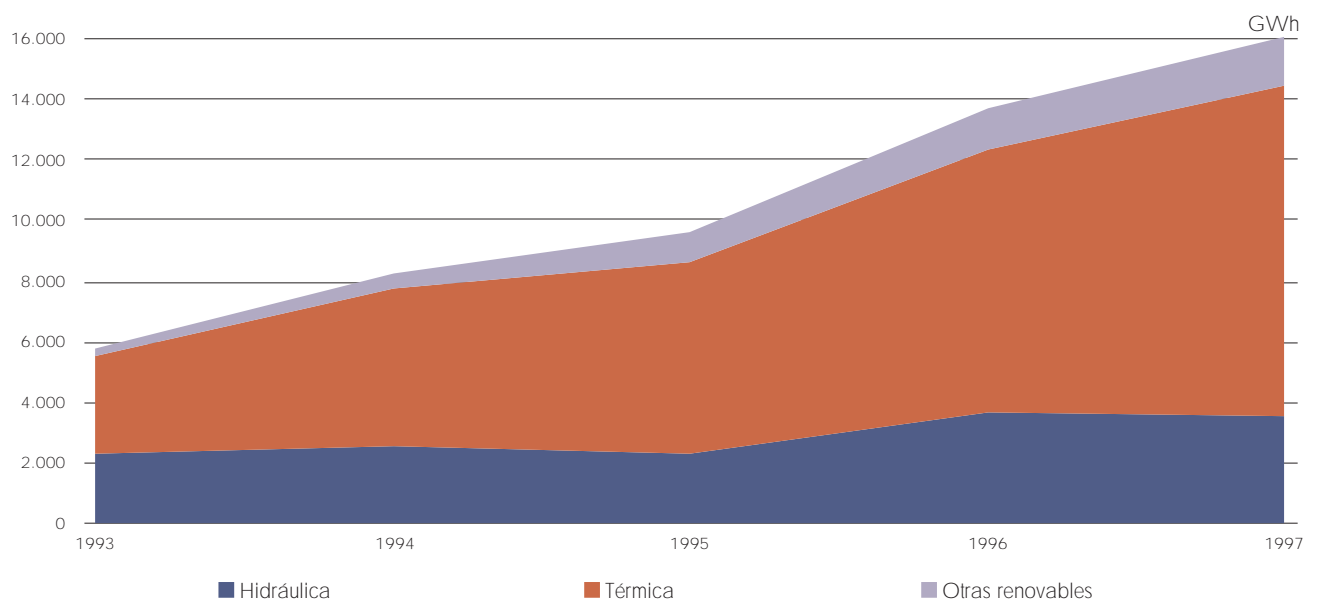
Gráfico 6.1.2
Potencia instalada por autoprodutores 1993 - 1997



Cuadro 6.1.3
Evolución de la energía adquirida a autoprodutores (GWh)

Año	Hidráulica	Térmica	Otras renovables	Total
1993	2.266	3.156	277	5.699
1994	2.491	5.169	539	8.199
1995	2.240	6.318	1.038	9.596
1996	3.594	8.704	1.357	13.655
1997	3.444	10.922	1.592	15.958

Gráfico 6.1.4
Energía adquirida a autoprodutores 1993 - 1997



Cuadro 6.1.5
Estructura de autoproducción por tipo de combustible.
Potencia instalada y energía adquirida

Combustible	Potencia instalada		Energía adquirida	
	MW	%	GWh	%
Térmica	2.669	60,9	10.922	68,4
Carbón	69	1,6	108	0,7
Fuel	642	14,6	2.043	12,8
Gas natural	1.747	39,8	7.868	49,3
Biogás	5	0,1	18	0,1
Gas siderúrgico	34	0,8	73	0,5
Gas refinería	173	3,9	812	5,1
Hidroeléctrica	1.107	25,2	3.444	21,5
Hidráulica	502	11,4	1.467	9,2
Minihidráulica	605	13,8	1.977	12,4
Otras renovables	611	13,9	1.592	10,0
Residuos s. urbanos	105	2,4	414	2,6
Residuos s. agrícolas	36	0,8	89	0,6
Residuos s. industriales	108	2,5	493	3,1
Aerogeneradores	361	8,2	594	3,7
Solar	1	0,0	1	0,0
Total	4.387	100,0	15.958	100,0

Cuadro 6.2.1
Coste medio del kWh adquirido a autoprodutores

Combustible	PTA/kWh		Δ %
	1996	1997	
Térmica	10,54	10,22	-3,04
Carbón	12,45	8,69	-30,2
Fuel	10,86	10,90	0,4
Gas natural	10,52	10,16	-3,4
Biogás	10,61	10,23	-3,6
Gas siderúrgico	10,17	9,67	-4,9
Gas refinería	9,95	9,31	-6,4
Hidroeléctrica	12,04	11,98	-0,5
Hidráulica	12,11	12,39	2,3
Minihidráulica	11,99	11,67	-2,7
Otras renovables	10,89	10,84	-0,5
Residuos s. urbanos	10,54	9,91	-6,0
Residuos s. agrícolas	11,09	11,72	5,7
Residuos s. industriales	10,28	10,30	0,2
Aerogeneradores	12,14	11,79	-2,8
Solar	12,95	12,13	-6,3
Total	10,97	10,66	-2,8

Cuadro A1.1
Balance de energía eléctrica en los sistemas extrapeninsulares (GWh)

	Islas Baleares			Islas Canarias			Ceuta y Melilla			Total extrapeninsular		
	1996	1997	Δ %	1996	1997	Δ %	1996	1997	Δ %	1996	1997	Δ %
Hidráulica	-	-	-	3	2	-5,0	-	-	-	3	2	-5,0
+ Carbón	1.913	2.282	19,3	-	-	-	-	-	-	1.913	2.282	19,3
+ Combustibles líquidos	1.402	1.225	-12,6	4.575	4.942	8,0	209	215	3,0	6.185	6.383	3,2
+ Eólica	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
= Producción bruta	3.315	3.508	5,8	4.577	4.945	8,0	209	215	3,0	8.101	8.667	7,0
- Consumos en generación	205	238	16,3	338	361	6,9	12	12	0,6	554	611	10,3
+ Adquirida a autoprodutores	24	106	340,0	438	435	-0,6	-	-	-	462	541	17,1
= Demanda b.c.	3.134	3.375	7,7	4.677	5.019	7,3	197	203	3,1	8.008	8.597	7,4
- Pérdidas T, TF, D.	277	277	0,0	349	367	5,3	0	0	0,0	626	645	3,0
= Demanda en abonado final	2.856	3.098	8,4	4.329	4.652	7,5	197	203	3,1	7.382	7.953	7,7

Datos suministrados por las empresas GESA (Islas Baleares), UNELCO (Islas Canarias) y ENDESA (Ceuta y Melilla).
Los datos de demanda en abonado final son provisionales, pendientes de recepción de facturación completa para 1997 y de inspección para 1996 y 1997.

Cuadro A1.2
Crecimiento de la demanda b.c.
en los sistemas extrapeninsulares (GWh)

	1996	1997	Δ %
Mallorca	2.456,2	2.654,8	8,1
Menorca	292,4	308,9	5,6
Ibiza-Formentera	369,2	396,7	7,4
Islas Baleares (*)	3.117,9	3.360,3	7,8
Gran Canaria	2.056,1	2.191,1	6,6
Tenerife	1.761,0	1.897,1	7,7
Fuerteventura	244,7	267,3	9,2
Lanzarote	419,3	452,2	7,9
La Palma	145,1	155,3	7,0
Gomera	33,7	36,4	8,0
Hierro	17,6	19,5	10,7
Islas Canarias	4.677,4	5.018,8	7,3
Ceuta	99,7	103,4	3,6
Melilla	97,5	100,1	2,6
Ceuta y Melilla	197,2	203,4	3,1

(*) La diferencia con los valores del cuadro A1.1 corresponde a las pérdidas de la interconexión Mallorca-Menorca: 15,9 GWh en 1996 y 14,9 GWh en 1997.

Cuadro A1.3
Equipo generador en Baleares a 31-12-97 (MW)

	Central	Potencia	Combustible
Mallorca	Alcudia	2 x 125,0	Carbón
		2 x 130,0	Hulla importada
		2 x 37,5	Gasóleo
	San Juan de Dios	2 x 37,5	Fuel
		3 x 40,0	Fuel
	Son Molinas	2 x 14,0	Gasóleo
		2 x 25,0	Gasóleo
Total		858,0	
Menorca	Mahón	1 x 37,5	Gasóleo
		3 x 15,8	Fuel
		1 x 14,0	Gasóleo
	Total		98,9
Ibiza	Ibiza	2 x 3,0	Fuel
		4 x 8,3	Fuel
		3 x 15,5	Fuel
		1 x 25,0	Gasóleo
		2 x 16,0	Fuel
	Total		142,7
Total Baleares		1.099,6	

Cuadro A1.4
Equipo generador en Ceuta y Melilla a 31-12-97 (MW)

	Equipo	Potencia	Combustible
Ceuta	Grupo 1	7,2	Fuel/Diesel-Oil
	Grupo 2	7,2	Fuel/Diesel-Oil
	Grupo 3	3,9	Fuel/Diesel-Oil
	Grupo 4	3,7	Fuel/Diesel-Oil
	Grupo 5	baja	Fuel/Diesel-Oil
	Grupo 6	7,2	Fuel/Diesel-Oil
	Grupo 7	8,4	Fuel/Diesel-Oil
	Total		37,7
Melilla	Grupo 1	baja	Gasóleo
	Grupo 2	1,1	Gasóleo
	Grupo 3	1,3	Gasóleo
	Grupo 4	1,3	Gasóleo
	Grupo 5	5,7	Fuel/Gasóleo
	Grupo 6	5,7	Fuel/Gasóleo
	Grupo 7	3,0	Fuel/Gasóleo
	Grupo 8	3,0	Fuel/Gasóleo
	Turbina de gas	14,7	Gasóleo
	Grupo 10	9,7	Fuel/Gasóleo
Total		45,3	

Cuadro A1.5
Equipo generador en Canarias a 31-12-97 (MW)

	Central	Potencia		Combustible	
Gran Canaria	Jinamar Vapor	1	x	33,2	Fuel
		2	x	40,0	Fuel
		2	x	60,0	Fuel
	Jinamar Diesel	3	x	12,0	Fuel/Gasóleo
		2	x	24,0	Fuel/Diesel-Oil
	Jinamar Geco IV	1	x	23,5	Gasóleo/Diesel-Oil
	Jinamar Geco V	1	x	37,5	Gasóleo/Diesel-Oil
	Jinamar Geco VI	1	x	37,5	Gasóleo/Diesel-Oil
	Bco. Tirajana Vapor	2	x	80,0	Fuel
	Bco. Tirajana Gas	1	x	37,5	Gasóleo
	Guanarteme	1	x	37,5	Gasóleo
2		x	17,2	Gasóleo	
Total			685,0		
Tenerife	Candelaria Vapor	2	x	22,0	Fuel
		4	x	40,0	Fuel
	Candelaria Diesel	3	x	12,0	Gasóleo
	Candelaria Geco I	1	x	37,5	Gasóleo/Diesel-Oil
	Candelaria Geco II	1	x	37,5	Gasóleo/Diesel-Oil
	Candelaria Geco III	1	x	17,2	Gasóleo
	Granadilla	1	x	37,5	Gasóleo/Diesel
	Granadilla Vapor 1	1	x	80,0	Fuel
	Granadilla Vapor 2	1	x	80,0	Fuel
	Granadilla Diesel 1	1	x	24,0	Fuel/Diesel-Oil
Granadilla Diesel 2	1	x	24,0	Fuel/Diesel-Oil	
Total			577,7		
Fuerteventura	Las Salinas	2	x	4,3	Fuel/Gasóleo
		1	x	5,0	Fuel/Gasóleo
		2	x	7,5	Fuel/Gasóleo
		1	x	24,0	Fuel/Gasóleo
		1	x	25,9	Gasóleo vapor
Total			79,9		
Lanzarote	Punta Grande	3	x	7,5	Fuel/Gasóleo
		2	x	15,5	Fuel/Gasóleo
		1	x	24,0	Fuel/Gasóleo
		1	x	1,0	Fuel/Gasóleo
		1	x	23,5	Gasóleo
Total			102,0		
La Palma	Los Guinchos	1	x	7,5	Fuel
		3	x	4,3	Fuel/Gasóleo
		1	x	5,0	Fuel/Gasóleo
		1	x	7,5	Fuel/Gasóleo
		1	x	1,6	Gasóleo
		1	x	16,6	Gasóleo
	El Mulato	1	x	0,8	Hidráulica
Total			51,9		
Gomera	El Palmar	2	x	0,5	Diesel-Oil
		1	x	2,2	Fuel/Diesel-Oil
		1	x	2,2	Diesel-Oil
		1	x	0,7	Fuel/Diesel-Oil
		2	x	1,6	Fuel/Diesel-Oil
		1	x	1,3	Diesel-Oil
		1	x	2,9	Diesel-Oil
Total			13,5		
Hierro	Llanos Blancos	1	x	0,3	Diesel-Oil
		1	x	0,5	Diesel-Oil
		1	x	0,8	Diesel-Oil
		1	x	1,1	Diesel-Oil
		1	x	1,5	Diesel-Oil
		1	x	1,5	Diesel-Oil
Total			7,0		
Total Canarias			1.517,1		

Cuadro A1.6
Producción bruta y consumo de combustibles
en los sistemas extrapeninsulares en 1997

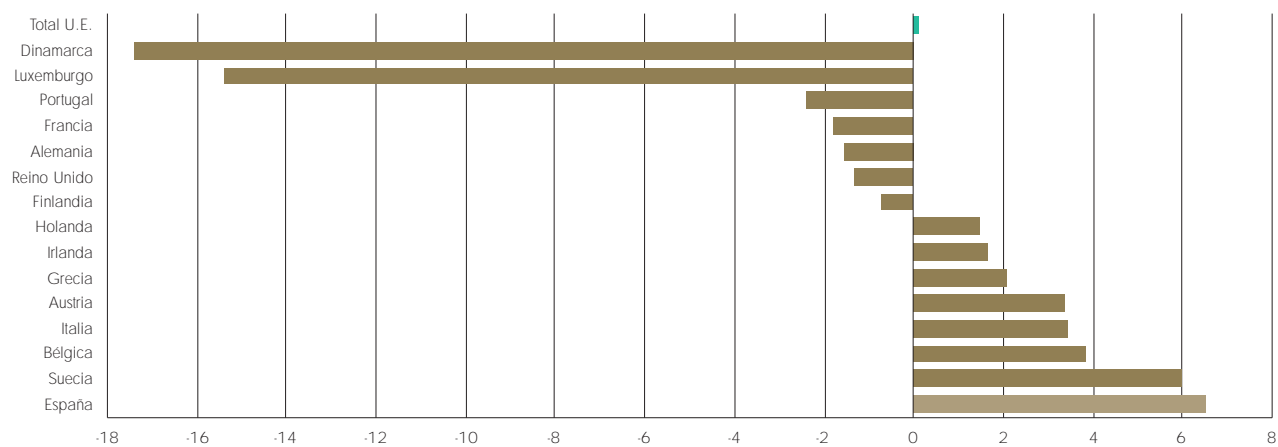
	Producción MWh (b.a.)	Consumo (toneladas)			
		Hulla	Fuel	Gas-Oil	Diesel-Oil
Alcudia (Vapor carbón)	2.282.310	812.062	43.227	2.204	-
Alcudia (Turbina gas)	38.895	-	-	13.503	-
S.Juan de Dios	532.270	-	149.829	427	-
Son Molinas	5.655	-	-	2.924	-
Mahón (Diesel)	213.495	-	41.546	28	-
Mahón (Turbina gas)	20.757	-	-	7.312	-
Ibiza (Diesel)	414.117	-	85.053	235	-
Ibiza (Turbina gas)	123	-	-	61	-
Total Baleares	3.507.622	812.062	319.655	26.694	-
Guanarteme	-	-	-	-	-
Jinamar Diesel	296.487	-	55.813	2.225	-
Jinamar Gas	11.940	-	-	4.982	-
Jinamar Vapor	797.730	-	221.917	510	-
Bco. Tirajana Gas	8.822	-	-	3.571	-
Bco. Tirajana Vapor	1.174.573	-	262.608	139	-
Candelaria Diesel	9.435	-	137	2.200	-
Candelaria Gas	3.392	-	-	1.382	-
Candelaria Vapor	356.573	-	102.719	20	100
Granadilla Diesel	291.030	-	55.749	348	-
Granadilla Gas	2.007	-	-	848	-
Granadilla Vapor	1.048.119	-	233.772	307	-
Los Guinchos	161.483	-	32.331	3.650	-
El Mulato (Hidráulica)	2.460	-	-	-	-
El Palmar	37.337	-	-	-	8.263
Llanos Blancos	19.275	-	-	-	4.758
Las Salinas	267.638	-	47.367	9.249	-
Punta Grande	456.439	-	83.758	10.070	-
Total Canarias	4.944.740	-	1.096.171	39.501	13.121
Ceuta	109.400	-	23.548	-	421
Melilla	105.580	-	21.745	4.720	-
Total Ceuta y Melilla	214.980	-	45.293	4.720	421
Total extrapeninsular	8.667.342	812.062	1.461.119	70.915	13.542

Cuadro A 2.1
Producción total neta de energía eléctrica
en los países de la Unión Europea (TWh b.c.)

	1997	1996	Δ %
Alemania	508,2	516,2	-1,5
Austria	55,1	53,3	3,4
Bélgica	75,1	72,3	3,9
Dinamarca	41,8	50,6	-17,4
España	173,9	163,2	6,5
Finlandia	65,9	66,4	-0,8
Francia	481,0	489,8	-1,8
Grecia	40,1	39,3	2,0
Holanda	82,9	81,7	1,5
Irlanda	18,4	18,1	1,7
Italia	240,4	232,4	3,4
Luxemburgo	1,1	1,3	-15,4
Portugal	32,7	33,5	-2,4
Reino Unido	325,3	329,6	-1,3
Suecia	144,9	136,7	6,0
Total U.E.	2.286,8	2.284,4	0,1

Fuente: EUROSTAT (Datos provisionales). España: RED ELECTRICA

Gráfico A 2.2
Incremento de la producción 97/96 (%)

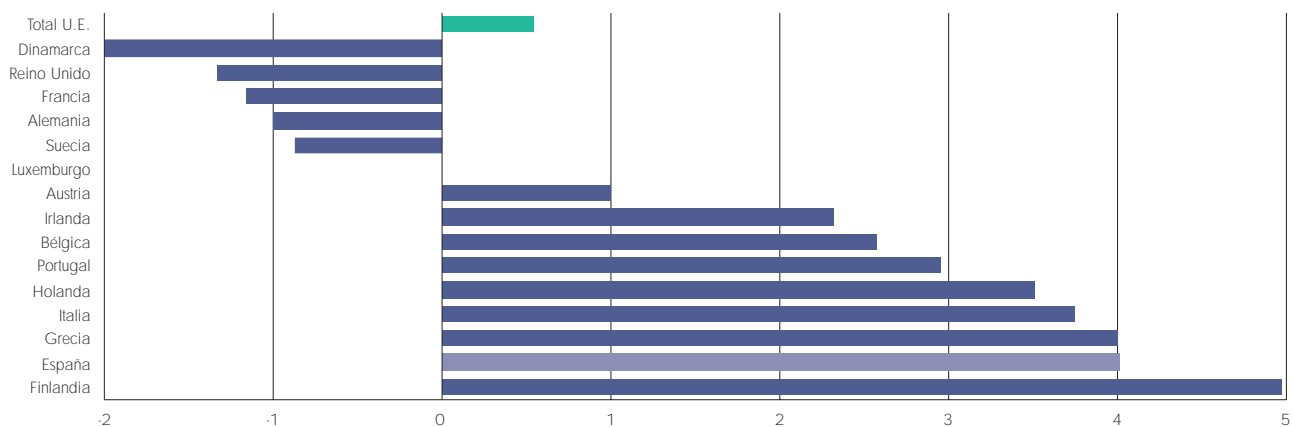


Cuadro A 2.3
 Demanda de energía eléctrica
 en los países de la Unión Europea (TWh b.c.)

	1997	1996	Δ %
Alemania	500,2	505,1	-1,0
Austria	52,8	52,3	1,0
Bélgica	77,1	75,2	2,5
Dinamarca	34,5	35,2	-2,0
España	170,8	164,3	4,0
Finlandia	73,5	70,1	4,9
Francia	410,5	415,2	-1,1
Grecia	42,1	40,5	4,0
Holanda	95,5	92,3	3,5
Irlanda	18,0	17,6	2,3
Italia	272,5	262,8	3,7
Luxemburgo	5,1	5,1	0,0
Portugal	35,5	34,5	2,9
Reino Unido	339,4	343,9	-1,3
Suecia	141,6	142,8	-0,8
Total U.E.	2.269,1	2.256,9	0,5

Fuente: EUROSTAT (Datos provisionales). España: RED ELECTRICA

Gráfico A 2.4
 Incremento de la demanda 97/96 (%)



Cuadro A 2.5
Origen de la producción neta en los países
de la Unión Europea en 1997 (b.c.)

	Nuclear		Térmica clásica		Hidráulica y otras		Total	
	TWh	%	TWh	%	TWh	%	TWh	s/ U. E. (%)
Alemania	161,4	31,8	324,0	63,8	22,8	4,5	508,2	22,2
Austria	0,0	0,0	18,4	33,4	36,7	66,6	55,1	2,4
Bélgica	45,1	60,1	28,7	38,2	1,3	1,7	75,1	3,3
Dinamarca	0,0	0,0	39,4	94,3	2,4	5,7	41,8	1,8
España	52,8	30,4	83,3	47,8	37,7	21,7	173,9	7,6
Finlandia	20,0	30,3	34,0	51,6	11,9	18,1	65,9	2,9
Francia	376,0	78,2	38,0	7,9	67,0	13,9	481,0	21,0
Grecia	0,0	0,0	36,0	89,8	4,1	10,2	40,1	1,8
Holanda	2,3	2,8	79,9	96,4	0,7	0,8	82,9	3,6
Irlanda	0,0	0,0	17,4	94,6	1,0	5,4	18,4	0,8
Italia	0,0	0,0	190,3	79,2	50,1	20,8	240,4	10,5
Luxemburgo	0,0	0,0	0,2	18,2	0,9	81,8	1,1	0,0
Portugal	0,0	0,0	19,6	59,9	13,1	40,1	32,7	1,4
Reino Unido	89,3	27,5	230,7	70,9	5,3	1,6	325,3	14,2
Suecia	67,0	46,2	9,5	6,6	68,4	47,2	144,9	6,3
Total U.E.	813,9	35,6	1.149,4	50,3	323,4	14,1	2.286,8	100,0

Fuente: EUROSTAT (Datos provisionales). España: RED ELECTRICA

Gráfico A 2.6
Estructura de la producción neta en los países de la Unión Europea

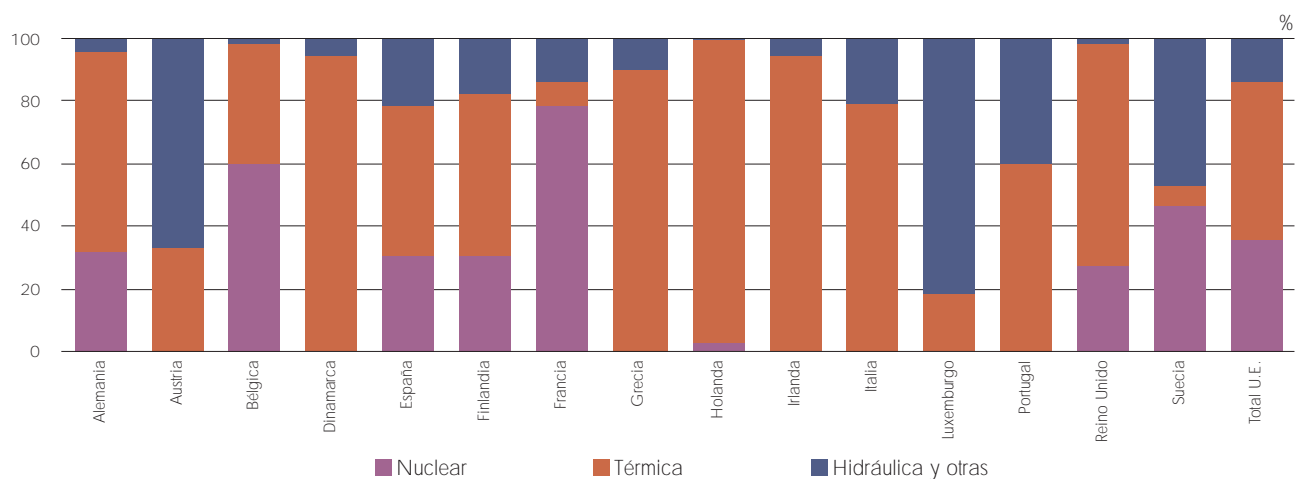


Gráfico A 2.7
Saldo de intercambios de energía eléctrica en los países de la Unión Europea

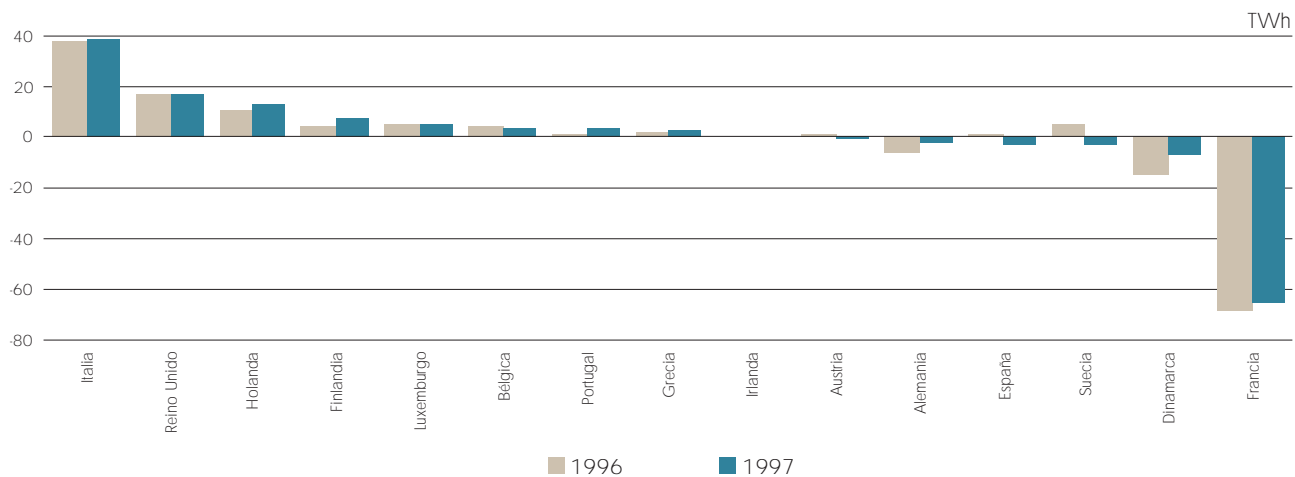
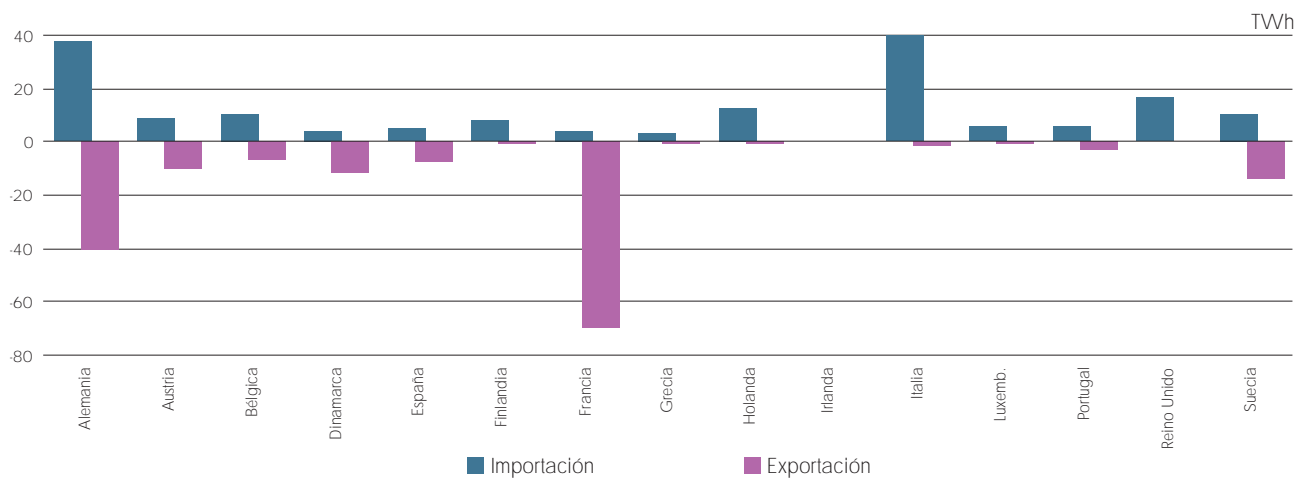


Gráfico A 2.8
Intercambios de energía eléctrica en los países de la Unión Europea



RED ELECTRICA DE ESPAÑA,S.A.

Pº del Conde de los Gaitanes, 177. La Moraleja. 28109 Madrid
Teléfonos: (91) 650 85 00/20 12. Fax: (91) 650 45 42/76 77
Internet: <http://www.ree.es>