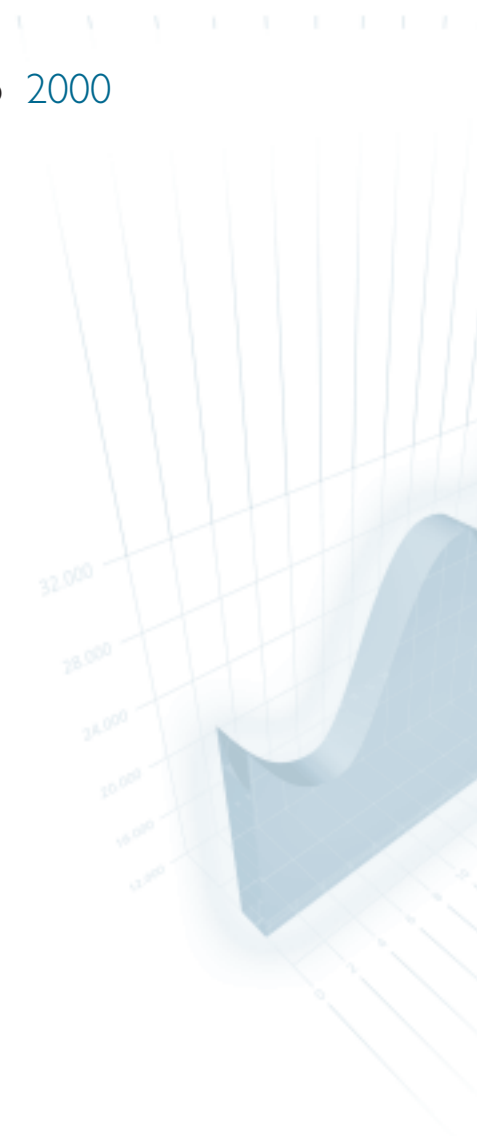




Operación del Sistema Eléctrico 2000



RED ELÉCTRICA
DE ESPAÑA

1. El Sector Eléctrico Español en 2000	3
2. Demanda de energía eléctrica	11
2.1 Comportamiento de la demanda de energía eléctrica	11
2.2 Factores explicativos del crecimiento de la demanda de energía eléctrica	12
Gráficos y cuadros	15
3. Cobertura de la demanda	19
3.1 Balance de potencia	19
3.2 Balance de energía	20
Gráficos y cuadros	23
4. Régimen ordinario	27
4.1 Equipo generador, altas y bajas	27
4.2 Utilización y disponibilidad de los grupos térmicos	28
4.3 Producción hidráulica	29
4.4 Producción de las centrales térmicas	31
Gráficos y cuadros	35
5. Régimen especial	47
5.1 Potencia instalada y energía adquirida al régimen especial	47
5.2 Coste de la energía adquirida al régimen especial	48
Gráficos y cuadros	51
6. Operación del sistema	55
6.1 La operación del sistema y el mercado eléctrico	56
6.1.1 Actuaciones a corto y medio plazo	57
6.1.2 Gestión de los mercados de operación	58
6.1.3 Operación en tiempo real	62
6.1.4 Actuaciones posteriores al tiempo real	63
6.2 El mercado de producción en 2000	64
6.3 Los mercados de operación en 2000	66
6.3.1 Solución de restricciones técnicas	67
6.3.2 Servicios complementarios	68
6.3.3 Gestión de desvíos	72
6.3.4 Solución de emergencias en tiempo real	73
Gráficos y cuadros	75
7. Red de transporte	85
7.1 Red de transporte de energía eléctrica	85
7.2 Calidad de servicio de la red de transporte	86
7.3 Nivel de carga de la red de transporte	88
7.4 Pérdidas en la red de transporte	88
Gráficos y cuadros	91
8. Intercambios internacionales	99
8.1 Saldo de los intercambios internacionales	99
8.2 Contratos suscritos por RED ELÉCTRICA	100
8.3 Transacciones internacionales de los agentes del mercado y ejecución de contratos bilaterales físicos	101
8.4 Capacidad comercial disponible de las interconexiones y grado de utilización	102
Gráficos y cuadros	107
Anexo	111
Comparación internacional	111

6 Operación del sistema



Durante el año 2000 la operación del sistema se ha desarrollado conforme a los criterios y procedimientos establecidos, no habiéndose registrado ningún incidente digno de mención.

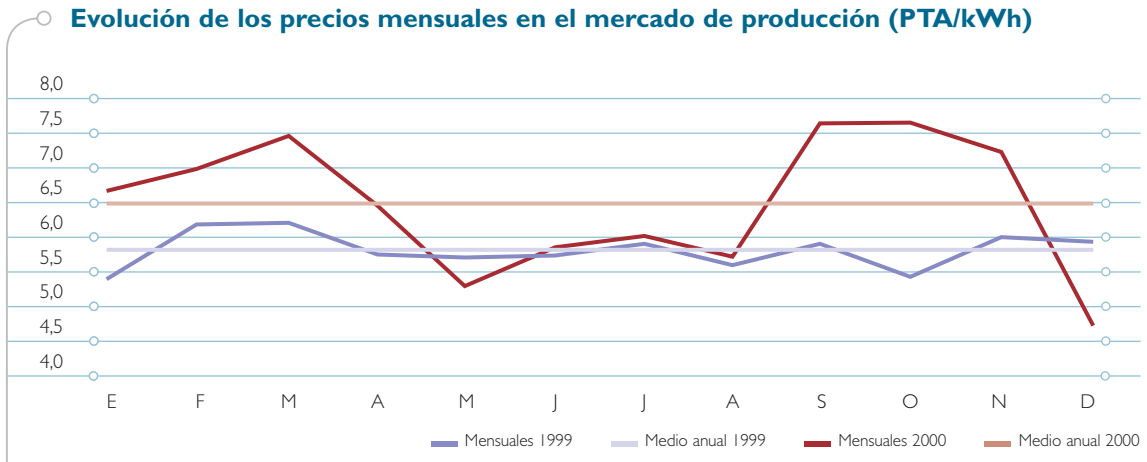
Entre los hechos más relevantes relacionados con la operación del sistema que se han producido se pueden destacar los siguientes:

- RED ELÉCTRICA ha iniciado un procedimiento de intercambio de datos con operadores de sistemas vecinos que permitirá en un futuro mejorar la precisión con que actualmente se hacen los cálculos y previsiones relativos a la capacidad de intercambio de las interconexiones internacionales.
- Mediante Resolución de la Dirección General de la Energía de fecha 10 de marzo de 2000 fue aprobado el Procedimiento de Operación (P.O.) 7.4. por el que se establece el Servicio Complementario de Control de Tensión. La aplicación de este procedimiento está pendiente de la aprobación de los precios regulados y coeficientes establecidos en la Resolución.
- De acuerdo con el Plan de Reestructuración de los Centros de Control de RED ELÉCTRICA, a lo largo de 2000 se realizaron los trabajos precisos en los sistemas de control y telecomunica-

ciones y se llevó a cabo la formación y dotación del personal necesario para que el 15 de noviembre de 2000 se produjera la transferencia efectiva de funciones del CEORE Norte al CECOEL.

Otros hechos significativos relacionados con la operación en tiempo real del sistema fueron los siguientes:

- Durante el mes de enero de 2000 la operación en tiempo real del sistema hizo frente a cinco máximos históricos de demanda, tanto en términos de energía diaria como de potencia horaria. También en el mes de junio de 2000 se alcanzaron registros históricos en el consumo de energía eléctrica para el periodo estival, llegándose el día 30 de junio a las 12:29 horas a 29.500 MW y a 602 GWh de consumo diario.
- El día 26 de enero debido al elevado consumo de gas que se había registrado en las fechas previas y la consiguiente reducción de las reservas, se interrumpió el suministro de gas a todas las centrales térmicas del sistema español peninsular, causando la indisponibilidad completa del grupo 1 de la central de Algeciras (sin capacidad para quemar fuel-oil) y parcial de la central de Foix entre las 11 y 12 horas. El resto de centrales pasaron a quemar fuel-oil. Sola-



mente se suministró gas para los procesos de arranque y parada. A partir del día 1 de febrero se comenzó a restablecer la alimentación de gas a todas las centrales térmicas, quedando completamente normalizado el suministro el día 5 del mismo mes.

lando entre un máximo de 7,68 PTA/kWh en octubre y un mínimo de 4,88 PTA/kWh en diciembre.

El coste del conjunto de los mercados de operación ha tenido una repercusión sobre el precio final del mercado de producción de 0,30 PTA/kWh, superior al del año anterior, debido fundamentalmente al crecimiento del coste de resolución de restricciones técnicas.

En relación con el precio de la energía en el mercado eléctrico, éste ha experimentado un fuerte incremento durante 2000, alcanzando un precio medio final de 6,51 PTA/kWh, un 11,4 por ciento mayor que en 1999.

6.1 La operación del sistema y el mercado eléctrico

La finalidad de la operación del sistema es garantizar la continuidad y seguridad del suministro eléctrico y la coordinación del sistema de produc-

En términos mensuales, los precios medios han mostrado una mayor volatilidad que el año anterior, osci-

Operación del sistema

Año	Mes	Semana	Día D-1	Día D	Día D+1	Mes	Año
Actuaciones a medio y corto plazo							
			Mercados de operación				
				Operación en tiempo real			
					Actuaciones posteriores al mercado		



ción-transporte. Para ello RED ELÉCTRICA, de acuerdo con la Ley 54/1997 y el Real Decreto 2019/1997 de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el mercado de producción de energía eléctrica, desarrolla una serie de actuaciones que, en relación con su proximidad a la operación en tiempo real, se clasifican en:

- Actuaciones a medio y corto plazo
- Gestión de los mercados de operación
- Operación en tiempo real
- Actuaciones posteriores al tiempo real

6.1.1 Actuaciones a corto y medio plazo

Las actividades de medio y corto plazo están encaminadas a prever el funcionamiento del sistema y a estrechar el margen de actuación y de deriva del mismo a medida que se aproxima el tiempo real. Con la periodicidad necesaria, RED ELÉCTRICA proporciona a los agentes la información que elabora como consecuencia de estas actuaciones, a fin de facilitarles su participación y el correcto funcionamiento del mercado. Las actuaciones que se realizan son las siguientes:

Previsión de la demanda, su cobertura y análisis de garantía

RED ELÉCTRICA realiza y publica para cada hora una previsión de la demanda global.

RED ELÉCTRICA elabora informes mensuales sobre previsión de cobertura de la demanda del sistema eléctrico, en los que se recoge la previsión de la situación del sistema con un horizonte móvil de un año, identificando los posibles problemas de cobertura global y por zonas, y proponiendo soluciones, incluso para situaciones poco probables.

Confirmación del mantenimiento

de los grupos generadores

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

Coordinación del mantenimiento de

la red de transporte

El mantenimiento de los elementos que componen la red de transporte corresponde a las empresas propietarias de los mismos. Sin embargo, la importante repercusión que estas tareas tienen sobre la seguridad del sistema obliga a verificar la compatibilidad de los planes de los transportistas y a adecuarlos a las condiciones de demanda, a los planes de revisión de los grupos generadores y a las circunstancias previsibles de operación, tareas asignadas a RED ELÉCTRICA en la Ley 54/1997 y en el Real Decreto 1195/2000.

Con este fin se elabora un Plan Anual de Descargos de la red de transporte que se revisa y actualiza cada dos meses, programándose finalmente los trabajos en un Plan Semanal, cuya realización queda supeditada a la situación real del sistema en el momento en que deben ser ejecutados.

Cálculo de la capacidad de las interconexiones internacionales

La capacidad disponible en las interconexiones internacionales depende de la situación de la red de transporte y de la generación programada a ambos lados de las interconexiones.



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

Planes de apoyo a la operación

A lo largo de 2000 se ha continuado la revisión de los planes existentes adaptándolos a las nuevas situaciones y se han abordado otros nuevos. El objeto de estos planes es facilitar la toma de decisiones en la operación en tiempo real.

- Planes de salvaguarda

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

- Planes de control de tensión de

la red de transporte

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

- Planes de reposición del servicio

Ante la eventualidad de pérdidas de suministro de distinto alcance, los planes de reposición

contienen las actuaciones necesarias, así como los medios de reposición que deben ser empleados para devolver al sistema a un estado seguro y estable. Dichos planes se prueban en un sistema informático de simulación donde los operadores ponen en práctica los procedimientos contenidos en los planes, al tiempo que se familiarizan con este tipo de situaciones poco frecuentes.

6.1.2 Gestión de los mercados de operación

El mercado de producción engloba el conjunto de mecanismos que permiten conciliar la libre competencia en la generación de electricidad con la exigencia de disponer de un suministro que cumpla con los criterios de seguridad y calidad requeridos. La Ley del Sector Eléctrico establece la separación entre la gestión económica y la gestión técnica del sistema eléctrico, responsabilidades encomendadas, respectivamente, al operador del mercado, OMEL, y al operador del sistema, RED ELÉCTRICA.

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

- Cada día, antes del inicio del mercado diario, RED ELÉCTRICA publica la previsión de demanda peninsular. Los agentes que desean participar en el mercado diario presentan al operador del mercado sus ofertas de compra o venta de electricidad para el día siguiente, procediendo éste a la casación de dichas ofertas y a establecer el programa diario base de funcionamiento. Este programa, junto con las transacciones no sujetas al sistema de ofertas, contratos bilaterales y pro-



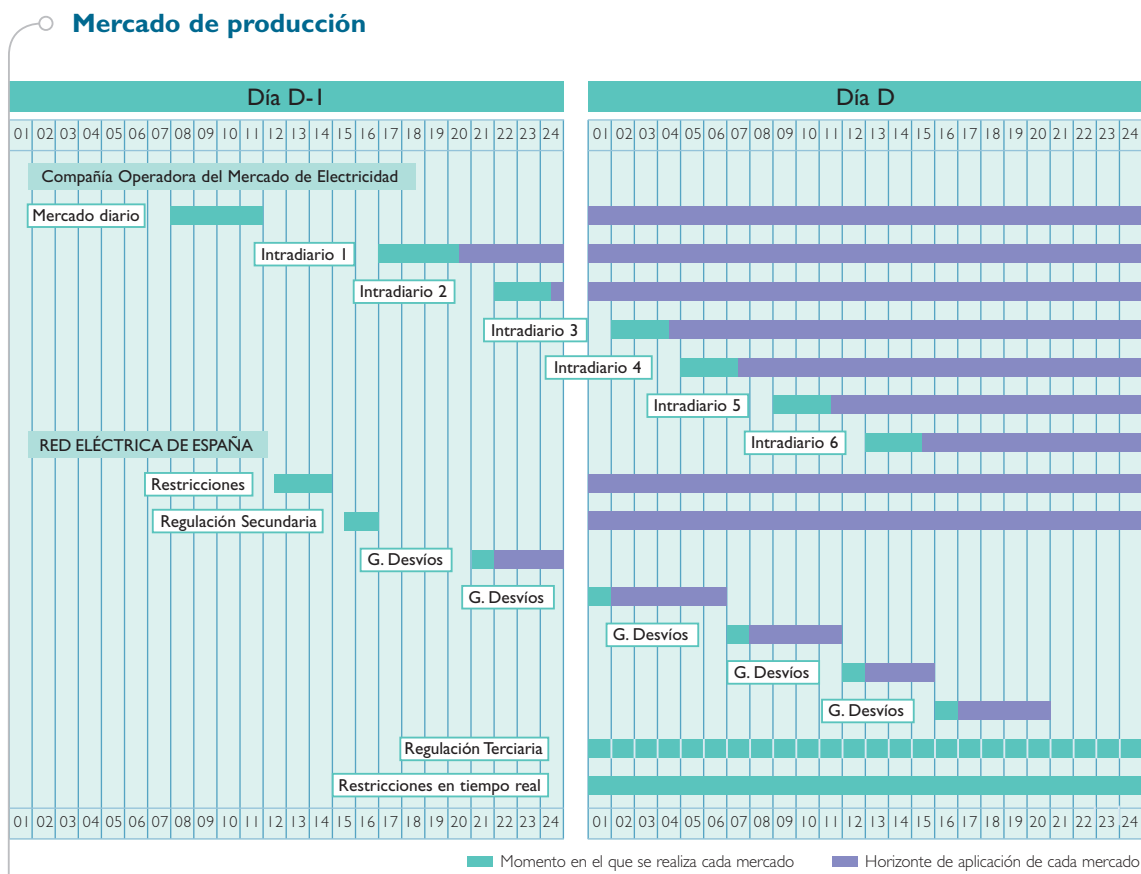
ducción en régimen especial, es enviado por el operador del mercado a RED ELÉCTRICA para su análisis desde el punto de vista de seguridad del suministro.

- Una vez solucionadas las restricciones técnicas, RED ELÉCTRICA abre el mercado de servicios complementarios. La incorporación de las necesidades de reserva secundaria da lugar al programa viable definitivo.
- A continuación tienen lugar los diferentes mercados intradiarios, cuya finalidad es permitir a los agentes introducir los ajustes que consideren necesarios como consecuencia, por ejemplo, de errores en la previsión de su demanda o incidencias en sus instalaciones de generación.

El programa resultante de cada mercado intradiario debe ser analizado para garantizar el cumplimiento de los criterios de seguridad, tras lo cual se publica el programa horario final.

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

Los procesos anteriores, la solución de restricciones técnicas, la asignación de los servicios com-





plementarios y la gestión de desvíos constituyen los mercados de operación, cuya finalidad es adaptar los programas de producción resultantes de los mercados diario e intradiarios a las necesidades técnicas de calidad y seguridad requeridas por el suministro de energía eléctrica.

Estos mercados son gestionados por RED ELÉCTRICA como responsable de la operación del sistema, quien ha desarrollado una herramienta informática específica para realizar las tareas de información y gestión de los procesos relacionados con el mercado eléctrico: el Sistema de Información del Operador del Sistema (SIOS).

a) Restricciones técnicas

Con posterioridad al mercado diario y teniendo en cuenta los contratos bilaterales confirmados por los agentes, se analizan los programas de producción de las centrales y los intercambios internacionales previstos a fin de garantizar que el suministro de energía eléctrica se realiza con las adecuadas condiciones de seguridad, calidad y fiabilidad y, en su caso, se resuelven las restricciones técnicas detectadas.

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

Después de cada sesión del mercado intradiario se analiza el resultado a fin de garantizar las condiciones de seguridad del sistema. Si se

detectase alguna restricción técnica se resuelve retirando las ofertas asignadas que provocan dicha restricción.

En tiempo real se analiza de forma permanente el estado de seguridad previsto del sistema. En caso de detectarse cualquier restricción técnica se adoptan las medidas necesarias para resolverla.

b) Servicios complementarios

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

- Regulación primaria

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

Es un servicio complementario de carácter obligatorio y no retribuido.

- Regulación secundaria

Tiene por objeto el mantenimiento del equilibrio generación-demanda, corrigiendo las desviaciones involuntarias, que se producen en la operación en tiempo real, del intercambio con el sistema europeo o de las desviaciones de la frecuencia del sistema respecto de los valores programa-



dos. Su horizonte temporal de actuación alcanza desde los 20 segundos hasta los 15 minutos.

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

Es un servicio complementario que se retribuye por dos conceptos:

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

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

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

La energía de regulación secundaria utilizada como consecuencia del seguimiento en tiempo real de los requerimientos de regulación se valora, cada hora, al precio marginal de la energía de regulación terciaria que hubiera

sido necesario programar en cada hora, tanto a subir como a bajar, para sustituir a la energía de regulación secundaria utilizada.

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

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

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



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

- **Reposición del servicio**

Tiene por objeto facilitar la reposición del servicio en caso de un cero de tensión nacional o zonal amplio. Este es el caso de pérdidas importantes de mercado y generación en las que se hace preciso reponer el servicio desde las redes de niveles inferiores hacia la red de transporte, llevando al sistema a un estado estable que permita reemprender su normal funcionamiento y restablecer la operativa del mercado de producción.

Este servicio está actualmente en fase de desarrollo reglamentario.

c) Gestión de desvíos

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

Para ello, se evalúan los desvíos previstos y se convoca el correspondiente mercado de gestión de desvíos. La asignación se basa en las ofertas de incremento y reducción de genera-

ción y de bombeo que presentan los agentes a dicha convocatoria. La valoración de las modificaciones programadas para la resolución de los desvíos se hace al precio marginal de las ofertas asignadas en cada periodo horario.

6.1.3 Operación en tiempo real

La operación del sistema eléctrico en tiempo real es realizada por RED ELÉCTRICA a través del Centro de Control 1 (CECOEL), del Centro de Control 2 (Tres Cantos) y de los Centros de Control Eléctrico Regional (CEORE) y tiene por objeto gestionar el sistema de producción-transporte, asegurando que, en todo momento, se verifiquen los criterios de funcionamiento y seguridad para la operación del sistema eléctrico contemplados en los correspondientes Procedimientos de Operación.

Las actividades de operación en tiempo real son las siguientes:

Supervisión y control de la seguridad del sistema eléctrico

Incluye las siguientes actividades:

- Supervisión de las variables de control de la seguridad del sistema eléctrico y contraste con los límites establecidos en los Procedimientos de Operación.
- Análisis de contingencias.
- Adopción de medidas preventivas y correctivas sobre la topología de la red y la generación.

Coordinación y operación de la red de transporte

La coordinación de la operación del conjunto de la red de transporte, independientemente de la propiedad de las instalaciones, es realizada por el



CECOEL con la colaboración del Centro de Control 2 y de los CEORE, impartiendo para ello las instrucciones de operación precisas. Para el caso de las instalaciones propiedad de RED ELÉCTRICA la maniobra en operación normal de las mismas es realizada mediante telemando desde los Centros de Control indicados.

Gestión de los mercados de operación.

En tiempo real RED ELÉCTRICA gestiona los siguientes procesos ya comentados anteriormente:

- Solución de restricciones en tiempo real
- Servicios complementarios
- Gestión de desvíos

6.1.4 Actuaciones posteriores al tiempo real

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

Sistema de información de medidas eléctricas

En 2000 se ha puesto en servicio el WEB externo del Concentrador Principal por el que los distintos sujetos pueden consultar la información de los puntos de medida y frontera de los que son participantes, así como información general y agregada de sus medidas.

Se han cerrado los balances horarios de energía intercambiada entre los agentes que acuden al

mercado eléctrico, así como la energía intercambiada a través de las interconexiones internacionales, mediante el Concentrador Principal de RED ELÉCTRICA. Esto ha supuesto definir 14.081 Puntos Frontera, de los que 11.183 corresponden a clientes cualificados.

Asimismo, las empresas eléctricas han continuado la instalación de los nuevos equipos contadores/registradores de energía activa y reactiva, de forma horaria, totalmente adaptados al Reglamento de Puntos de Medida y equipados con comunicaciones, estando en fase muy avanzada los equipos de medida correspondientes a generación y distribución y en primera fase de implantación los correspondientes a los consumidores cualificados.

Finalmente, se ha comenzado a recibir en el Concentrador Principal de Medidas Eléctricas información a través de concentradores secundarios. Los datos recibidos corresponden fundamentalmente a fronteras de generación-transporte y de transporte-distribución.

Determinación de las pérdidas de la red de transporte

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

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

El seguimiento y análisis de las actuaciones realizadas en la operación del sistema tiene como objeti-



vo la obtención de la información completa del sistema eléctrico para su difusión y tratamiento estadístico, así como extraer conclusiones encaminadas a la mejora de la operación y de los diferentes procesos de los mercados de operación.

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

Asimismo, RED ELÉCTRICA es responsable de elaborar, y proponer para su aprobación por el Ministerio de Economía, los procedimientos necesarios para la operación del sistema. Desde 1998 se han desarrollado un importante número de procedimientos, estando algunos en proceso de aprobación o de revisión. El anexo incluye una lista de los procedimientos en vigor.

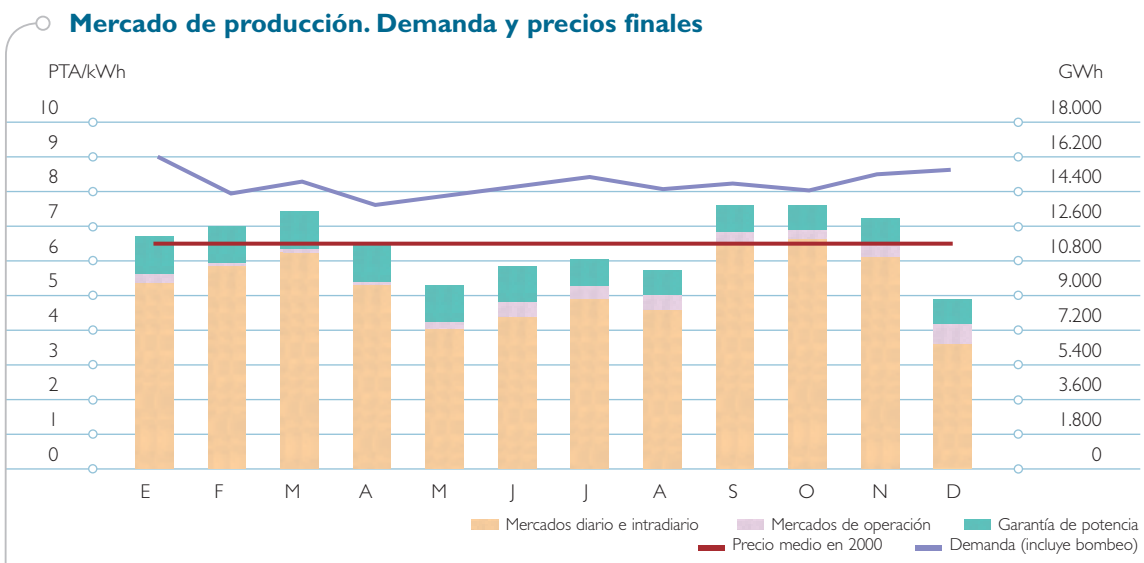
eléctrico, el precio medio final ha sido 6,51 PTA/kWh, un 11,4% superior al registrado en 1999. El precio del mercado diario, principal componente del precio del mercado de producción, ha representado el 81,0% del precio final, mientras que el coste de la garantía de potencia ha aportado el 14,3% y el coste resultante de los mercados de operación ha supuesto el 4,7%.

La demanda en el mercado de producción ascendió a 177.295 GWh, un 6,7% más que el año anterior. El 96,8% de esta energía ha sido contratada en el mercado diario, mientras que el 2,4% corresponde a la demanda neta negociada en el mercado intradiario y el 0,8% restante ha sido aportada por la energía de operación.

En términos mensuales, los precios medios han mostrado una mayor volatilidad que el año anterior, oscilando entre un máximo de 7,68 PTA/kWh en octubre y un mínimo de 4,88 PTA/kWh en diciembre. Los valores extremos de energía se registraron en enero, 16.335 GWh, y en abril, 13.546 GWh.

6.2 El mercado de producción en 2000

En el tercer año de funcionamiento del mercado





Mercado diario

En 2000, el precio medio anual en el mercado diario se situó en 5,29 PTA/kWh, valor que representa el 81,3% del precio final del mercado. La energía intercambiada en este mercado ascendió a 171.556 GWh, el 96,8% de la demanda total del mercado de producción. Estos registros de precio y demanda se han incrementado en un 19,0% y un 5,4%, respectivamente, respecto al año anterior.

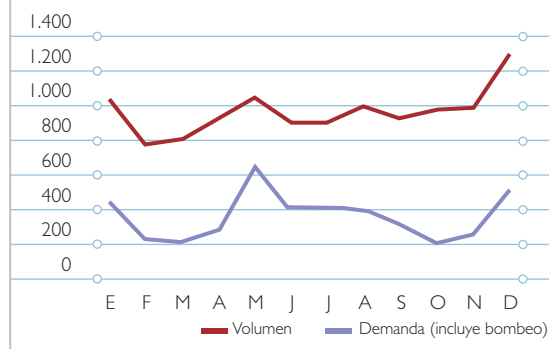
Los precios medios mensuales han sido menos estables que en 1999, alcanzándose el mayor precio en octubre con 6,63 PTA/kWh, y el menor en diciembre con 3,63 PTA/kWh. La banda de precios horarios máximos y mínimos ha revelado una gran volatilidad en los tres últimos meses del año, en los que los precios se han situado la mayor parte de las horas en un rango entre las 2 y las 12 PTA/kWh, mientras que en el resto de meses los precios han variado entre las 2 y las 8 PTA/kWh.

Mercado intradiario

El volumen de energía negociado ha ascendido a 11.487 GWh, un 31,4% más que en 1999, cifra

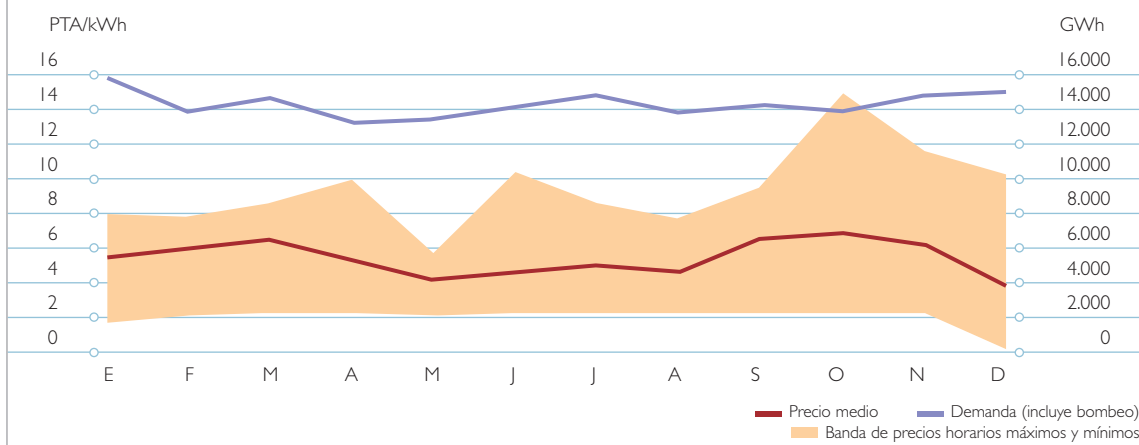
que representa el 6,7% de la energía del mercado diario, 1,3 puntos más que el año anterior. El mayor volumen de ajustes tiene lugar en la sesión posterior al mercado diario, debido fundamentalmente a su mayor horizonte de actuación.

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



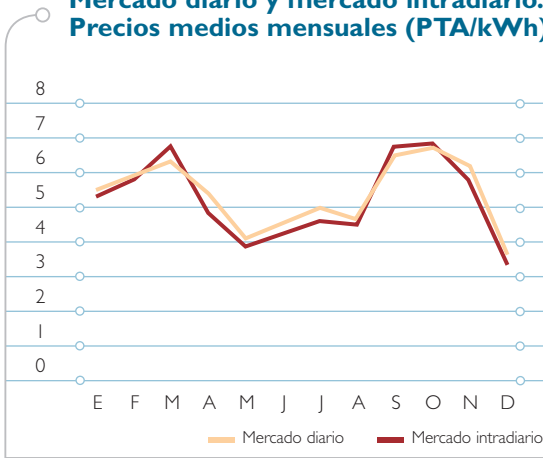
Del volumen total de energía intercambiada en el mercado intradiario, el 63,5% ha permitido a los agentes, principalmente productores, ajustar sus compromisos previamente adquiridos en el mercado diario, mientras que el 36,5% restante ha implicado un aumento neto de la demanda.

Mercado diario. Demanda y precios medios mensuales





Mercado diario y mercado intradiario. Precios medios mensuales (PTA/kWh)



ción de la demanda proveniente, principalmente, del bombeo y comercializadoras.

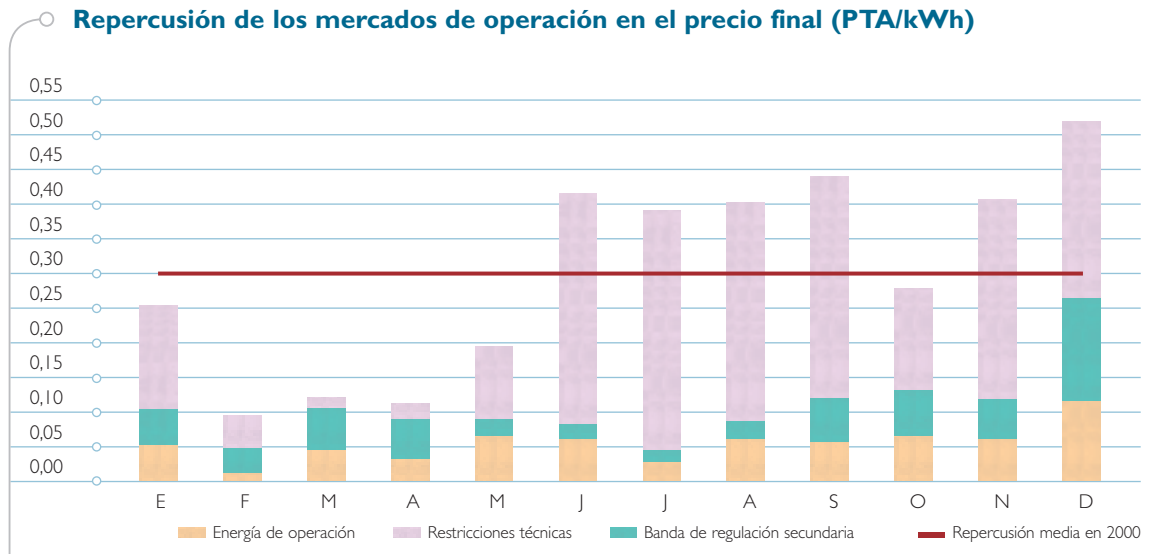
La repercusión del mercado intradiario sobre el precio final de la energía en el mercado de producción ha representado una disminución de 0,02 PTA/kWh, prácticamente idéntica a la del año anterior.

6.3 Los mercados de operación en 2000

La energía gestionada en el conjunto de mercados de operación se elevó a 9.884 GWh, un 5,6% de la demanda del mercado y un 23,1% más que en

El precio medio anual en el conjunto de mercados intradiarios ha sido 5,1 PTA/kWh, un 3,7% inferior

Repercusión de los mercados de operación en el precio final (PTA/kWh)

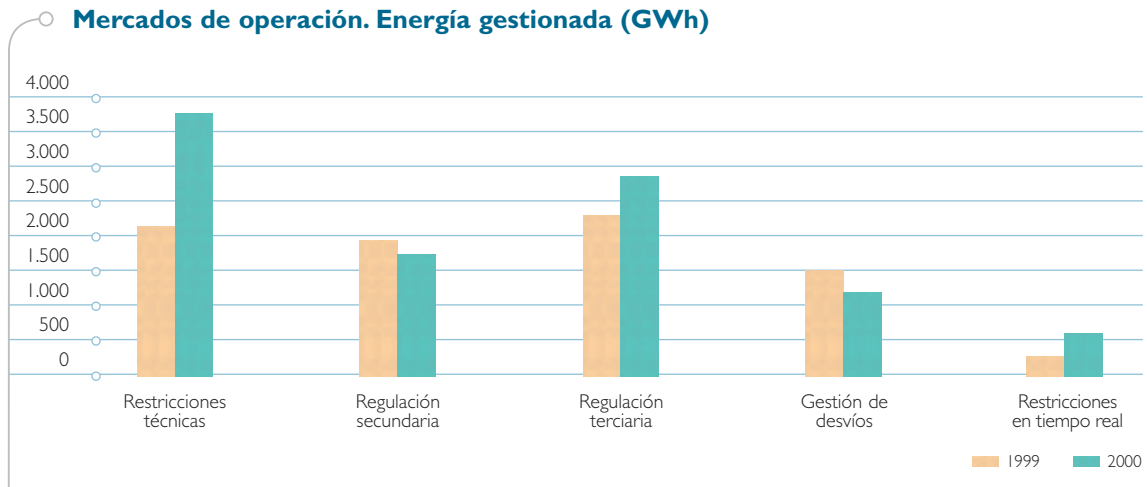


al del mercado diario. Los menores precios del mercado intradiario han propiciado la participa-

1999. Este incremento es consecuencia fundamentalmente del crecimiento del volumen de

Energía gestionada en los mercados de operación. 1999-2000 (GWh)

	1999		2000		%2000/1999	
	A subir	A bajar	A subir	A bajar	A subir	A bajar
Restricciones técnicas		2.154		3.657		69,8
Regulación secundaria	907	1.003	801	880	-11,7	-12,3
Regulación terciaria	1.254	955	1.855	983	47,9	2,9
Gestión de desvíos	799	692	838	292	4,8	-57,8
Restricciones en tiempo real	133	130	231	348	74,0	168,5
Energía total gestionada	8.027		9.884		23,1	



energía programada para la resolución de las restricciones técnicas.

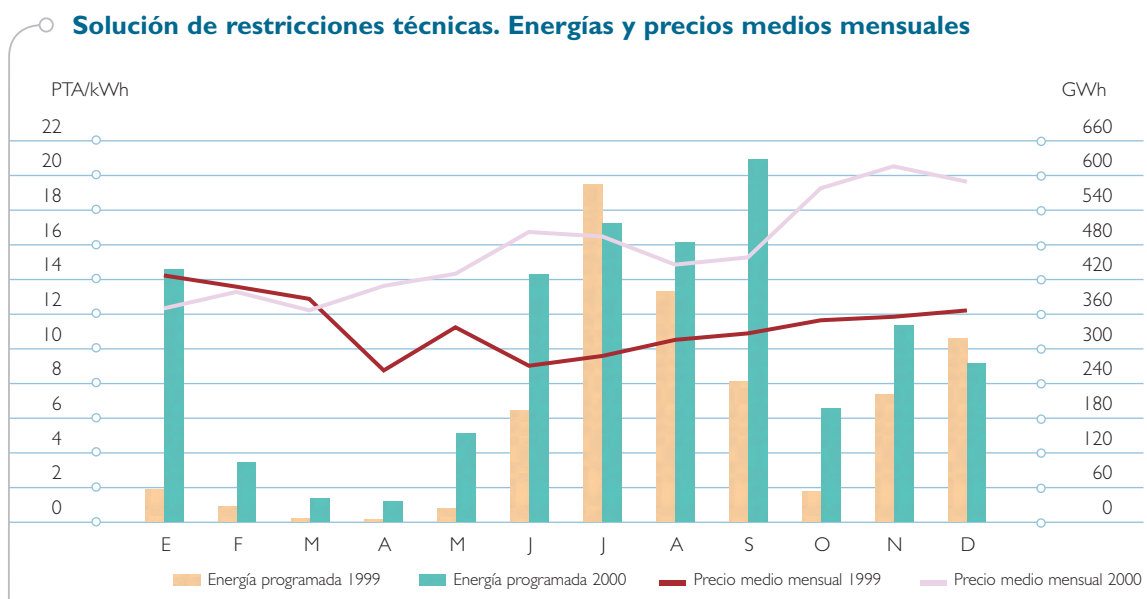
El coste del conjunto de mercados de operación en 2000 ha sido de unos 53.600 MPTA, que en términos unitarios supone una repercusión sobre la demanda del mercado de producción de 0,30 PTA/kWh, el 4,7% del precio final de dicho mercado.

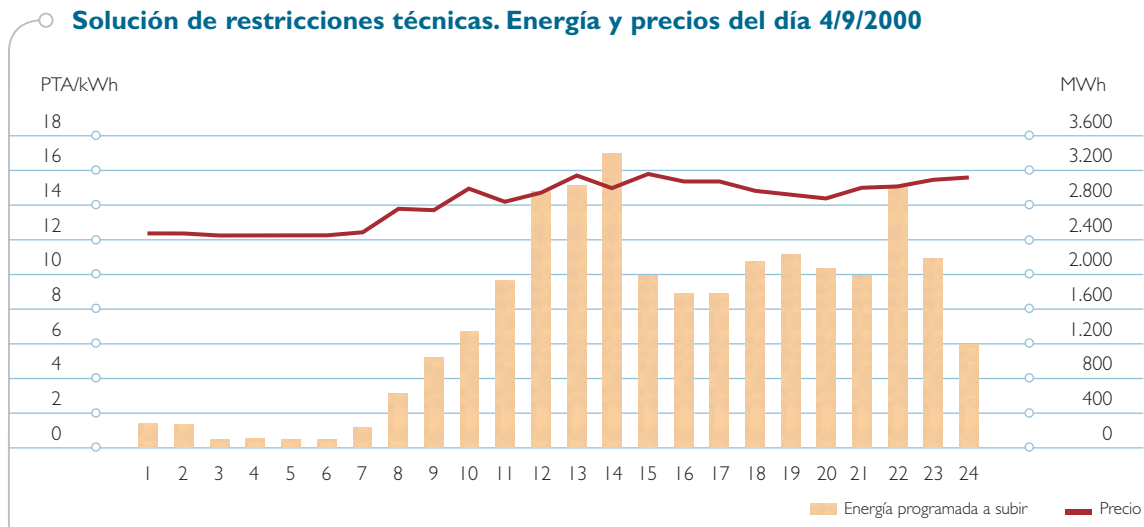
Mensualmente, la repercusión de los mercados de operación ha experimentado variaciones impor-

tantes debido, principalmente, a la distinta hidraulicidad, a las indisponibilidades del equipo generador, especialmente la recarga de los grupos nucleares, y a las temperaturas extremas registradas tanto en verano como en invierno.

6.3.1 Solución de restricciones técnicas

En 2000, la energía programada por solución de restricciones fue 3.657 GWh. El incremento respecto al año anterior es consecuencia, principalmente, del aumento del consumo de potencia reactiva en verano en las zonas andaluza, levante,





catalogana y centro y del mayor volumen de energía programado en los meses de invierno, los de mayor demanda.

El precio medio de las restricciones fue 16,1 PTA/kWh, un 50,0% mayor que el del año anterior; ello ha sido debido fundamentalmente a la elevación del precio del fuel (éste se triplicó en el periodo comprendido entre mayo de 1999 y diciembre de 2000) combustible más utilizado en la resolución de restricciones.

El precio de las restricciones es superior al precio del mercado diario, ya que representa acoplamientos de generación no casada en dicho mercado. El coste anual ascendió a 34.927 MPTA, que en términos unitarios representa una repercusión de 0,197 PTA/kWh sobre el precio final del mercado.

A pesar del fuerte crecimiento que ha experimentado, la energía programada por restricciones técnicas apenas ha supuesto el 2,1% de la demanda del mercado. De igual forma, el precio registrado, aunque elevado, se aplica sobre un

volumen de energía relativamente pequeño, con lo que el coste de las restricciones sólo ha representado el 3,0% del precio final del mercado de producción. En septiembre, debido a los elevados niveles de demanda y a la coincidencia de las recargas de combustible de las centrales nucleares de Cofrentes y Vandellós fue precisa la programación del mayor volumen de energía programada por restricciones de todo el año 2000, tanto a nivel mensual, 629 GWh, como diario, 36 GWh el 4 de septiembre.

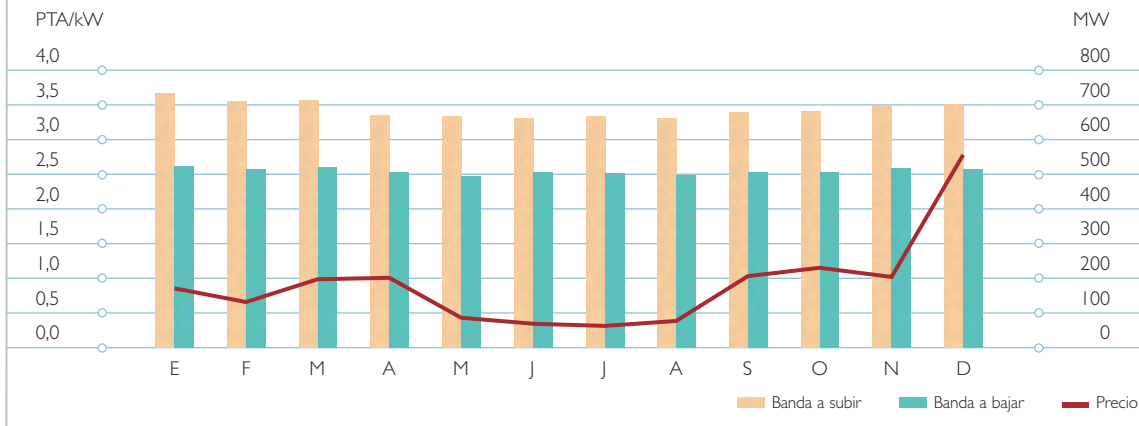
6.3.2 Servicios complementarios

Los servicios complementarios comprenden la regulación primaria, secundaria y terciaria. La regulación primaria es un servicio complementario de carácter obligatorio y no retribuido de forma explícita, la regulación secundaria tiene carácter potestativo y retribución explícita, mientras que la regulación terciaria tiene carácter obligatorio y retribución explícita.

Los resultados de la aplicación de los servicios complementarios de regulación secundaria y terciaria durante el año 2000 han sido los siguientes:



Regulación secundaria. Banda y precios medios mensuales



Regulación secundaria

Este servicio se retribuye por dos conceptos: disponibilidad (banda) y utilización (energía).

- Banda de regulación

En 2000, la banda media de regulación fue 1.199 MW, de la que un 57,5% fue a subir y el resto a bajar. El coste anual ascendió a 9.397 MPTA, suponiendo una repercusión unitaria de 0,053 PTA/kWh sobre la demanda del mercado, valores ambos superiores a los registrados en 1999, 4.776 MPTA y 0,029 PTA/kWh respectivamente.

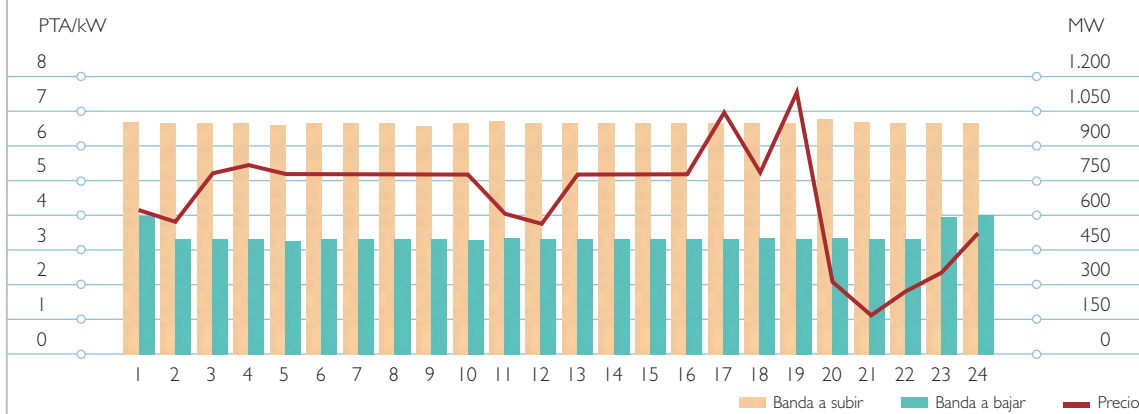
El precio medio anual en el mercado de banda de regulación ha sido 0,92 PTA/kW, frente a 0,47 PTA/kW en 1999.

El máximo precio horario de la banda durante el año 2000 se alcanzó el día 12 de diciembre, 13,0 PTA/kW. Por su parte, el día 1 de enero se registró el mayor coste diario del año por asignación de banda de regulación secundaria, 173 MPTA, debido a los márgenes más amplios de reserva solicitados durante las primeras horas de ese día con objeto de afrontar con la requerida seguridad el tránsito al año 2000, en aplicación de la Orden Ministerial de 27 diciembre. Sin considerar este día excepcional, el coste más alto por asignación de banda se registró el día 12 de marzo con 164 MPTA.

- Energía de regulación secundaria

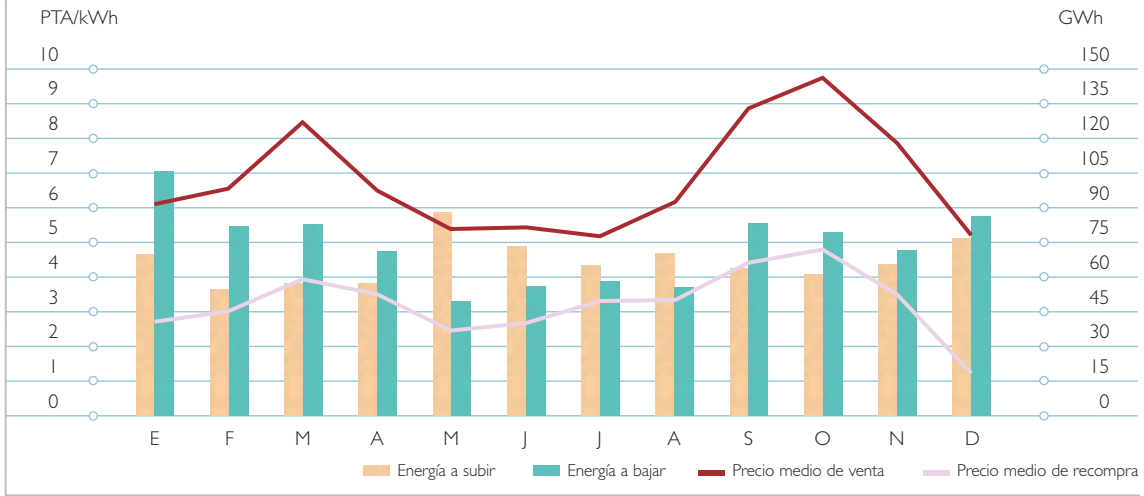
En 2000, la energía de regulación secundaria a

Regulación secundaria. Banda y precios del día 12/03/2000





Regulación secundaria. Energías y precios medios mensuales



subir fue 801 GWh, con un precio medio de 6,67 PTA/kWh, mientras que la energía a bajar fue 880 GWh, con un precio medio de recompra de 3,25 PTA/kWh.

fue 1.855 GWh, con un precio medio de 8,41 PTA/kWh, mientras que la energía a bajar fue 983 GWh, con un precio medio de 2,29 PTA/kWh.

El jueves 12 de octubre, el coste diario de la utilización de energía secundaria a subir alcanzó su valor máximo anual, 27 MPTA.

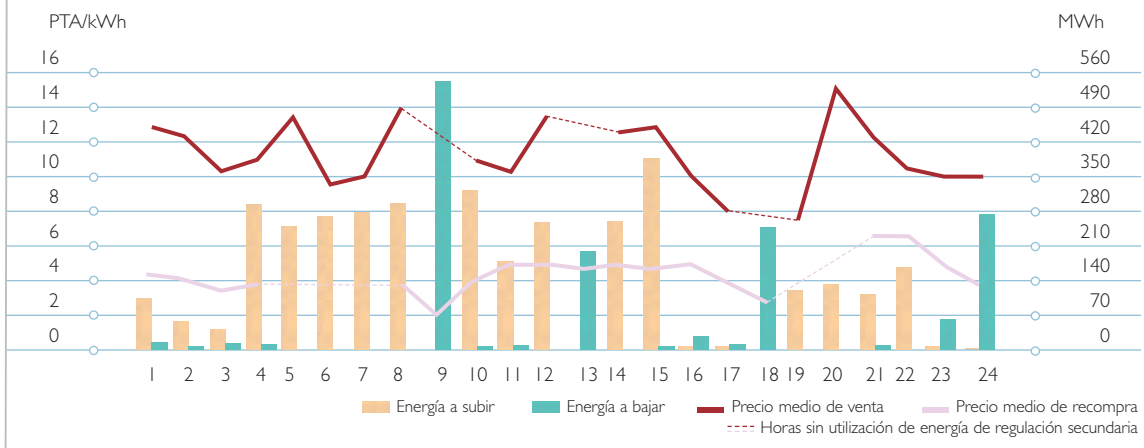
En este precio medio se incluye la energía programada por restricciones en tiempo real que se retribuye sobre las ofertas de energía de regulación terciaria.

Regulación terciaria

En 2000, la energía de regulación terciaria a subir

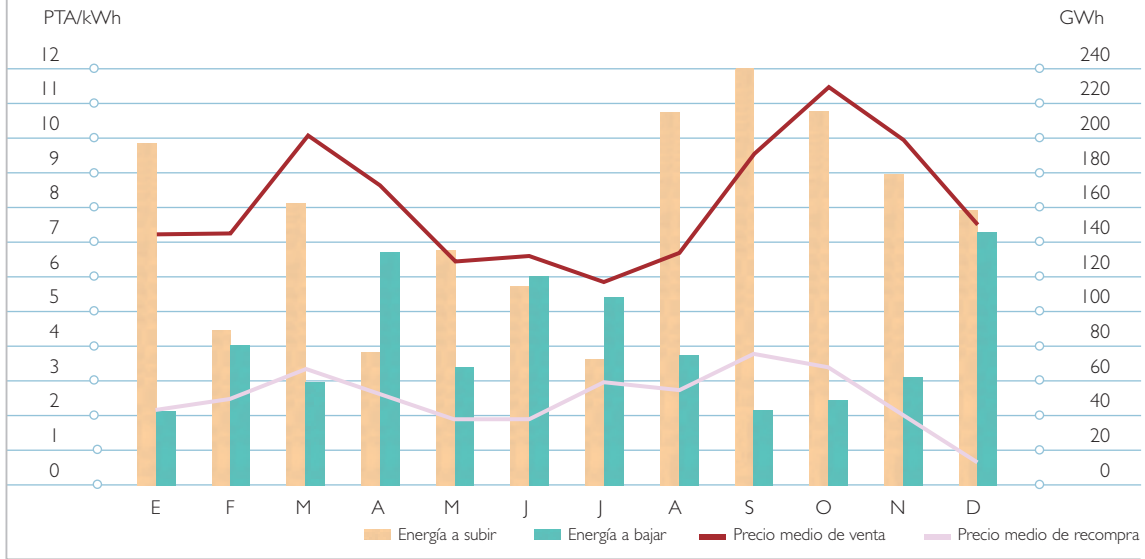
A nivel mensual la mayor utilización de energía de regulación terciaria a subir se produjo en el mes de septiembre con 240 GWh.

Regulación secundaria. Energías y precios del día 12/10/2000





Regulación terciaria. Energía y precios medios mensuales



El máximo coste diario de energía terciaria a subir se produjo el lunes 18 de diciembre con un valor de 162 MPTA.

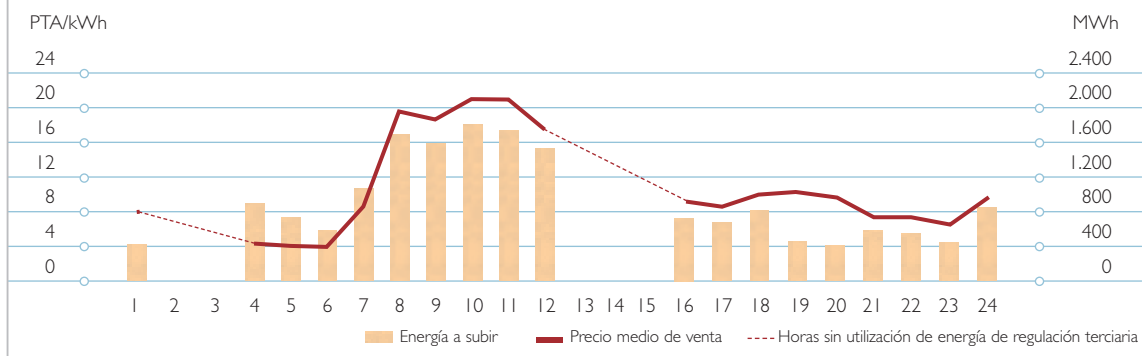
Control de tensión

Durante el verano de 2000 se puso de manifiesto el limitado margen existente para conseguir que la tensión permanezca dentro de los márgenes establecidos por los criterios de funcionamiento y seguridad del sistema. El origen de este problema está en el elevado crecimiento de consumo de energía

eléctrica que se viene registrando en España, especialmente durante los tres últimos años, en los que, a su vez, el crecimiento del consumo ha ido acompañado de una sensible reducción del factor de potencia.

Como consecuencia de la situación descrita y de las indisponibilidades en los generadores y/o líneas de transporte de la zona sur, los días 30 de junio, 2 y 3 de agosto y 1 de septiembre de 2000 fue preciso reducir los programas de exportación a

Regulación terciaria. Energías y precios del día 18/12/2000





Marruecos y, para la primera de esas fechas, adicionalmente aplicar el sistema de interrumpibilidad con preaviso a los abonados de la zona sur acogidos a este tipo de tarifa.

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

6.3.3 Gestión de desvíos

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

En 2000, el mercado de gestión de desvíos alcanzó un volumen de energía a subir de 838 GWh, con un precio medio de 7,55 PTA/kWh, mientras que la energía a bajar fue 292 GWh, con un precio medio de recompra de 2,66 PTA/kWh.

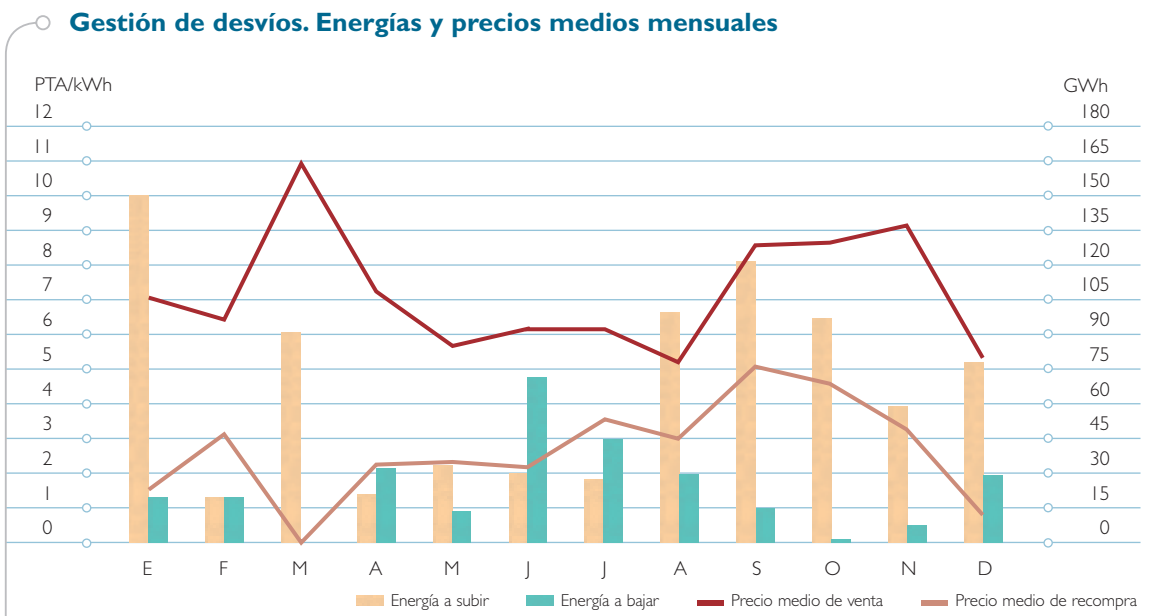
La evolución de los datos mensuales, resultado de la aplicación del mecanismo de gestión de desvíos, muestra valores elevados de energía a subir en los meses de enero, agosto, septiembre, octubre y diciembre, en coincidencia con los meses en los que fue precisa una mayor utilización de energía de regulación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

El máximo volumen de energía a subir gestionada a través del mecanismo de gestión de desvíos tuvo lugar en el mes de enero, 151 GWh.

A nivel diario, se observa una evolución similar entre la aplicación del mecanismo de gestión de desvíos y la utilización de energía de regulación terciaria. El máximo coste de la gestión de desvíos a subir se obtuvo el día 31 de marzo con un valor de 114 MPTA.

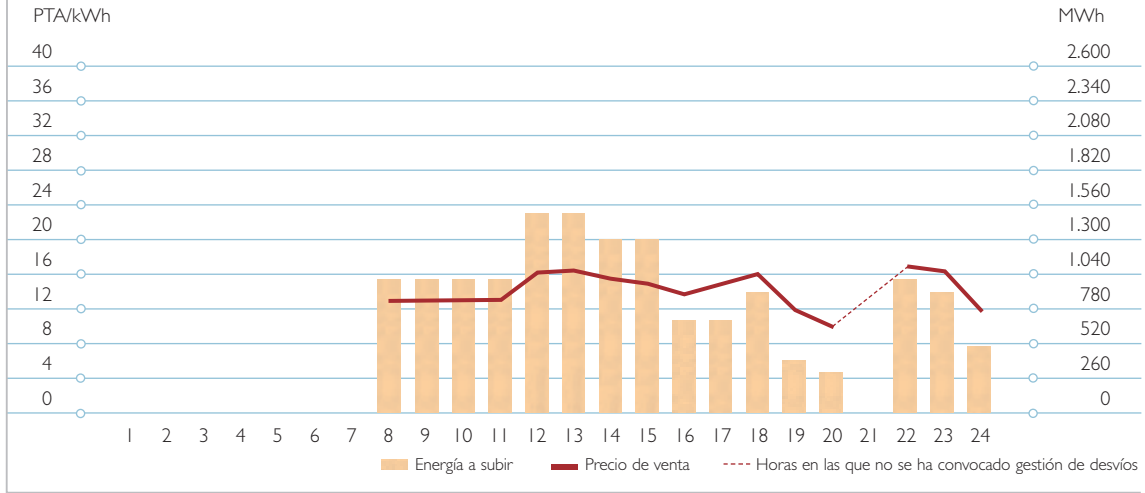
6.3.4. Solución de emergencias en tiempo real

En 2000, la solución de emergencias en tiempo



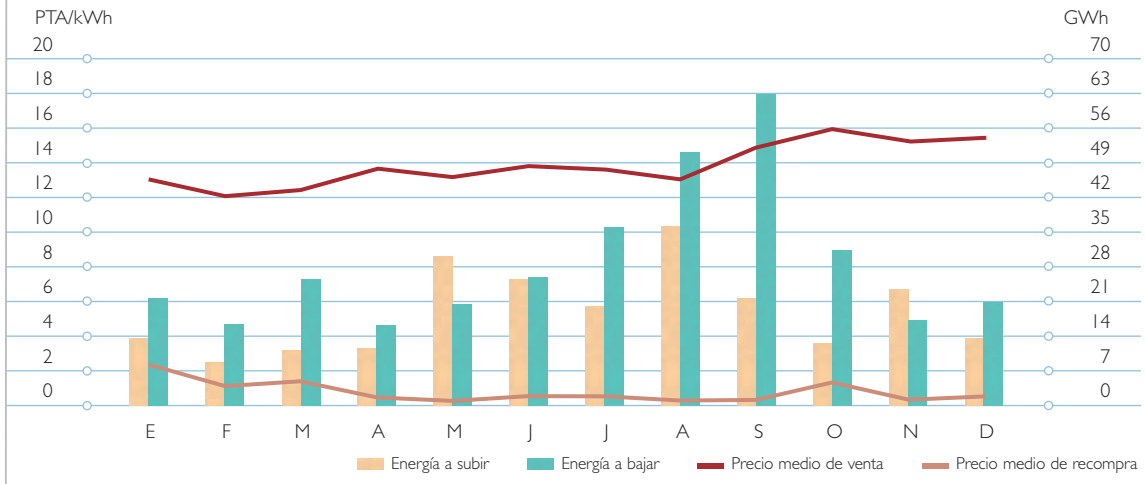


Gestión de desvíos. Energías y precios del día 31/03/2000



real alcanzó un volumen de energía a subir de 231 GWh con un precio medio de recompra de 0,7 PTA/kWh, mientras que la energía a bajar fue 348 GWh con un precio medio de venta de 13,91 PTA/kWh.

Emergencias en tiempo real. Energías y precios medios mensuales





6 Operación del sistema



Precio final en el mercado de producción	76
Demanda en el mercado de producción	76
Demanda y precios medios en el mercado diario	76
Demanda y precio medio diario en el mercado diario	77
Energía y precios medios en el mercado intradiario	77
Solución de restricciones técnicas	78
Energía programada diaria por solución de restricciones técnicas	78
Regulación secundaria	79
Energía diaria por regulación secundaria	79
Regulación terciaria	80
Energía diaria por regulación terciaria	80
Gestión de desvíos	81
Energía diaria por gestión de desvíos	81
Emergencias en tiempo real	82
Energía diaria por emergencias en tiempo real	82
Procedimientos de operación	83



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

	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Total
Mercado diario	5,38	5,83	6,25	5,34	4,05	4,38	4,92	4,60	6,44	6,63	6,10	3,63	5,29
Mercado intradiario	-0,02	-0,01	0,00	-0,04	-0,01	-0,01	-0,02	-0,01	0,01	0,01	0,00	-0,02	-0,02
Mercados de operación	0,25	0,09	0,12	0,11	0,19	0,41	0,39	0,40	0,44	0,28	0,40	0,52	0,30
Restricciones técnicas	0,15	0,05	0,02	0,02	0,11	0,33	0,35	0,32	0,32	0,15	0,29	0,25	0,20
Banda de regulación secundaria	0,05	0,04	0,06	0,06	0,03	0,02	0,02	0,02	0,06	0,07	0,06	0,15	0,05
Energía de operación	0,07	0,05	0,10	0,06	0,07	0,07	0,04	0,08	0,11	0,12	0,10	0,10	0,08
Otros	-0,02	-0,04	-0,06	-0,03	-0,01	-0,01	-0,02	-0,01	-0,05	-0,06	-0,04	0,01	-0,03
Garantía de potencia	1,10	1,10	1,10	1,09	1,08	1,09	0,76	0,76	0,77	0,77	0,77	0,75	0,93
Precio final 2000	6,71	7,02	7,46	6,49	5,32	5,87	6,05	5,75	7,66	7,68	7,27	4,88	6,51
Precio final 1999	5,47	6,22	6,23	5,78	5,73	5,75	5,92	5,64	5,92	5,45	6,01	5,96	5,84

Fuente: liquidaciones provisionales OMEL (febrero 2001)

Demanda en el mercado de producción (GWh)

	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Total
Mercado diario	15.658	13.969	14.459	13.297	13.349	14.234	14.750	13.870	14.205	13.968	14.832	14.965	171.556
Mercado intradiario	426	225	203	269	631	401	400	375	307	193	257	505	4.193
Mercados de operación	251	1	184	-20	170	29	-12	219	266	216	168	74	1.546
Demanda 2000 (*)	16.335	14.195	14.846	13.546	14.150	14.665	15.138	14.463	14.778	14.377	15.257	15.545	177.295
Demanda 1999 (*)	14.927	13.536	13.634	12.299	12.944	13.442	14.734	13.367	13.863	13.581	14.587	15.325	166.238

(*) Incluye bombeo. Fuente: liquidaciones provisionales OMEL (febrero 2001)

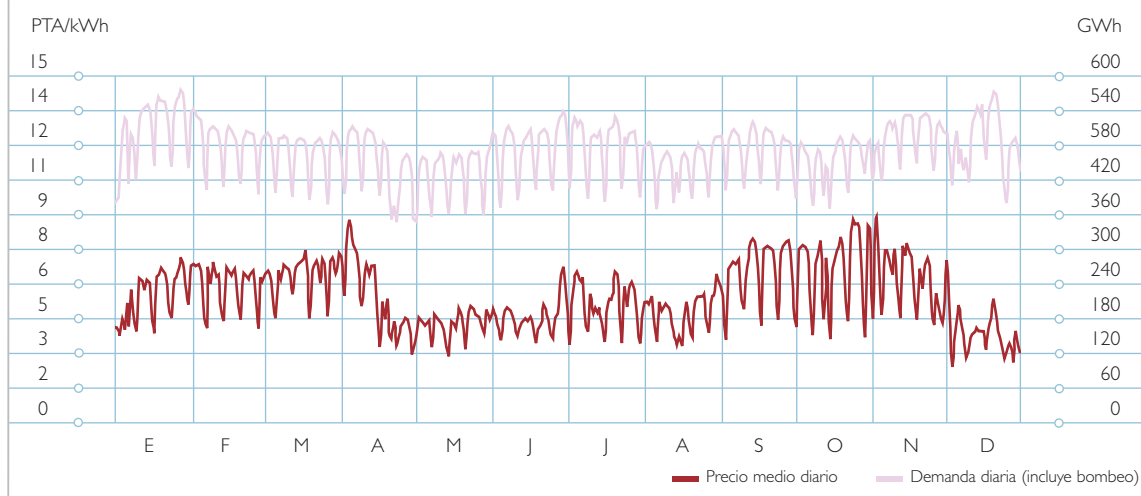
Demanda y precios medios en el mercado diario

	Demanda (*) GWh	Precios (PTA/kWh)		
		Mínimo horario	Medio mensual	Máximo horario
Enero	15.658	1,565	5,38	7,90
Febrero	13.969	1,991	5,83	7,80
Marzo	14.459	2,192	6,25	8,53
Abril	13.297	2,142	5,34	9,95
Mayo	13.349	1,940	4,05	5,69
Junio	14.234	2,058	4,38	10,35
Julio	14.750	2,138	4,92	8,58
Agosto	13.870	2,192	4,60	7,65
Septiembre	14.205	2,208	6,44	9,51
Octubre	13.968	2,209	6,63	15,00
Noviembre	14.832	2,181	6,10	11,51
Diciembre	14.965	0,002	3,63	10,25
Total	171.556	0,002	5,29	15,00

(*) Incluye bombeo. Fuente: Web OMEL (febrero 2001)



Demanda y precio medio diario en el mercado diario



Energía y precios medios en el mercado intradiario

	Energía (GWh)		Precios (PTA/kWh)		
	Volumen	Demanda (1)	Mín. horario (2)	Medio mensual	Máx. horario
Enero	1.029	426	1,82	5,23	8,31
Febrero	776	225	2,09	5,71	8,19
Marzo	797	203	2,39	6,69	12,33
Abril	917	269	1,10	4,85	13,40
Mayo	1.038	631	0,98	3,85	5,81
Junio	898	401	1,56	4,16	10,42
Julio	892	400	2,14	4,56	8,53
Agosto	984	375	1,58	4,46	7,84
Septiembre	925	307	1,27	6,68	10,01
Octubre	970	193	2,33	6,86	12,99
Noviembre	979	257	1,76	5,76	11,54
Diciembre	1.285	505	0,01	3,36	8,90
Total	11.487	4.193	0,01	5,10	13,40

(1) Incluye bombeo (2) Excepto horas en las que no hay casación.
Fuente: Web OMEL (febrero 2001). Liquidaciones provisionales (febrero 2001)

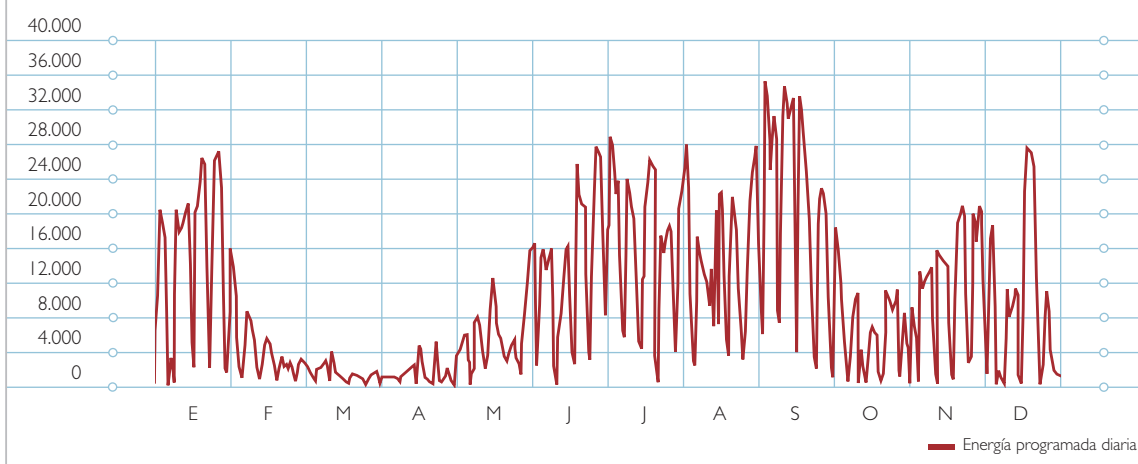


Solución de restricciones técnicas

	Energía GWh	Precios (PTA/kWh)	
		Medio mensual	Máx. horario
Enero	438	12,22	22,49
Febrero	106	13,35	23,20
Marzo	44	12,26	20,16
Abril	37	13,66	25,22
Mayo	156	14,29	29,59
Junio	431	16,79	24,69
Julio	516	16,41	22,91
Agosto	485	14,93	27,65
Septiembre	629	15,32	31,11
Octubre	199	19,28	27,82
Noviembre	343	20,56	28,65
Diciembre	273	19,62	28,12
Total	3.657	16,10	31,11

Fuente: Web OMEL (febrero 2001)

Energía programada diaria por solución de restricciones técnicas (MWh)



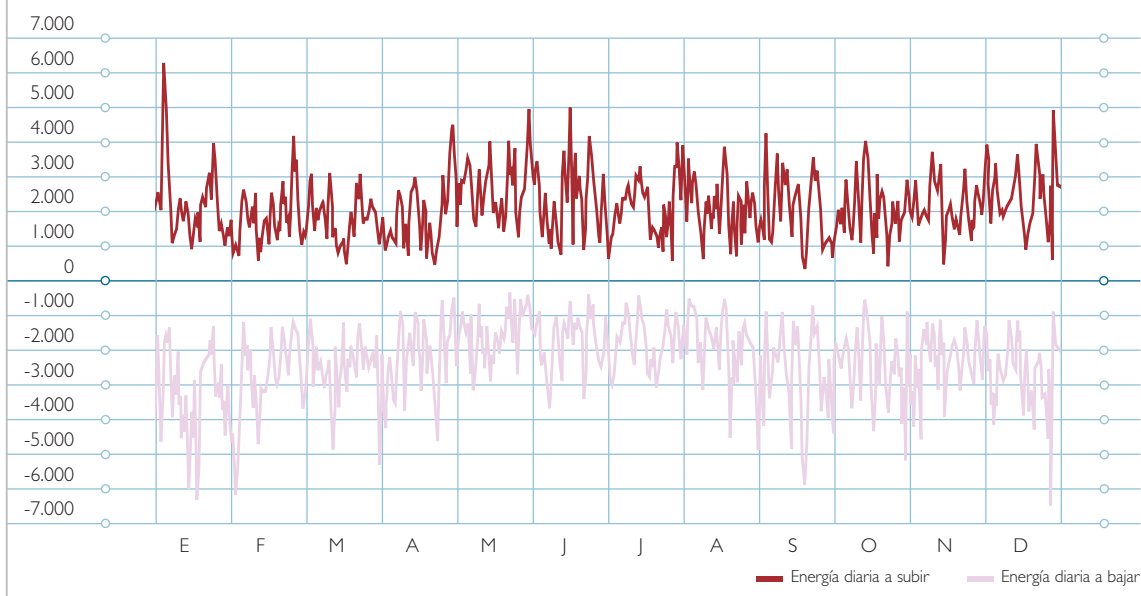


Regulación secundaria

	Banda media					Energía			
	Potencia (MW)			Precio (PTA/kWh)		A subir		A bajar	
	A subir	A bajar	Total	Medio	Máx.	GWh	PTA/kWh (1)	GWh	PTA/kWh (2)
Enero	736	524	1.260	0,84	9,50	70	6,09	106	2,70
Febrero	712	518	1.230	0,66	3,49	55	6,58	82	3,03
Marzo	714	521	1.235	1,02	7,50	57	8,52	83	3,96
Abril	670	507	1.178	0,98	4,74	57	6,40	71	3,39
Mayo	670	499	1.168	0,43	2,75	87	5,38	50	2,43
Junio	663	507	1.171	0,35	3,60	74	5,42	56	2,68
Julio	669	503	1.171	0,32	1,85	65	5,21	58	3,30
Agosto	662	497	1.159	0,38	1,79	70	6,12	55	3,33
Septiembre	682	507	1.189	1,01	3,99	64	8,80	83	4,44
Octubre	681	506	1.187	1,15	4,99	61	9,74	79	4,76
Noviembre	701	519	1.220	1,02	6,99	65	7,84	72	3,56
Diciembre	704	516	1.220	2,73	13,00	77	5,25	86	1,35
Total	689	510	1.199	0,92	13,00	801	6,67	880	3,25

(1) Precio medio de venta (2) Precio medio de recompra
Fuente : Web OMEL (febrero 2001)

Energía diaria por regulación secundaria (MWh)



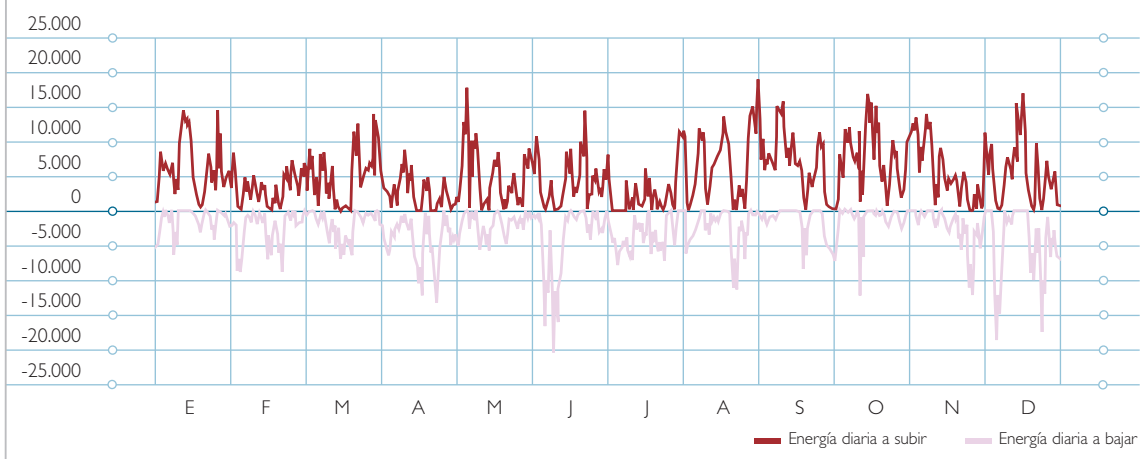


Regulación terciaria

	Energía a subir		Energía a bajar	
	GWh	PTA/kWh (1)	GWh	PTA/kWh (2)
Enero	197	7,25	41	2,15
Febrero	89	7,29	79	2,45
Marzo	162	10,12	59	3,36
Abril	77	8,66	134	2,56
Mayo	135	6,44	68	1,93
Junio	115	6,59	119	1,81
Julio	73	5,86	108	2,95
Agosto	214	6,65	75	2,72
Septiembre	240	9,51	43	3,79
Octubre	215	11,46	50	3,43
Noviembre	179	10,00	61	2,07
Diciembre	159	7,52	145	0,64
Total	1.855	8,41	983	2,29

(1) Precio medio de venta (2) Precio medio de recompra
Fuente :Web OMEL (febrero 2001)

Energía diaria por regulación terciaria (MWh)



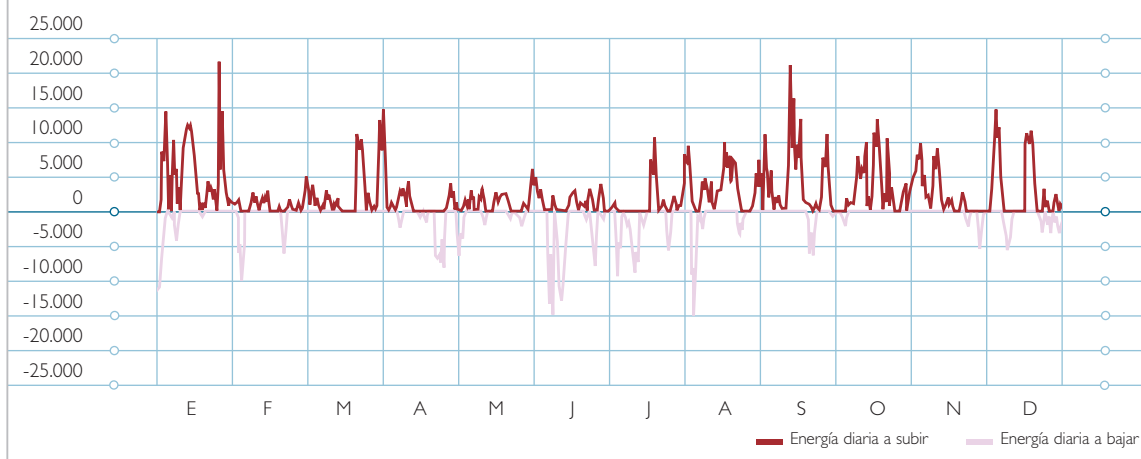


Gestión de desvíos

	Energía a subir		Energía a bajar	
	GWh	PTA/kWh (1)	GWh	PTA/kWh (2)
Enero	151	7,09	21	1,66
Febrero	21	6,48	21	3,23
Marzo	91	10,97	-	-
Abril	21	7,22	33	2,33
Mayo	37	5,70	14	2,37
Junio	31	6,19	72	2,25
Julio	29	6,22	46	3,59
Agosto	100	5,25	29	3,08
Septiembre	123	8,59	16	5,13
Octubre	98	8,67	2	4,61
Noviembre	59	9,16	9	3,36
Diciembre	79	5,39	30	0,98
Total	838	7,55	292	2,66

(1) Precio medio de venta (2) Precio medio de recompra
Fuente :Web OMEL (febrero 2001)

Energía diaria por gestión de desvíos (MWh)



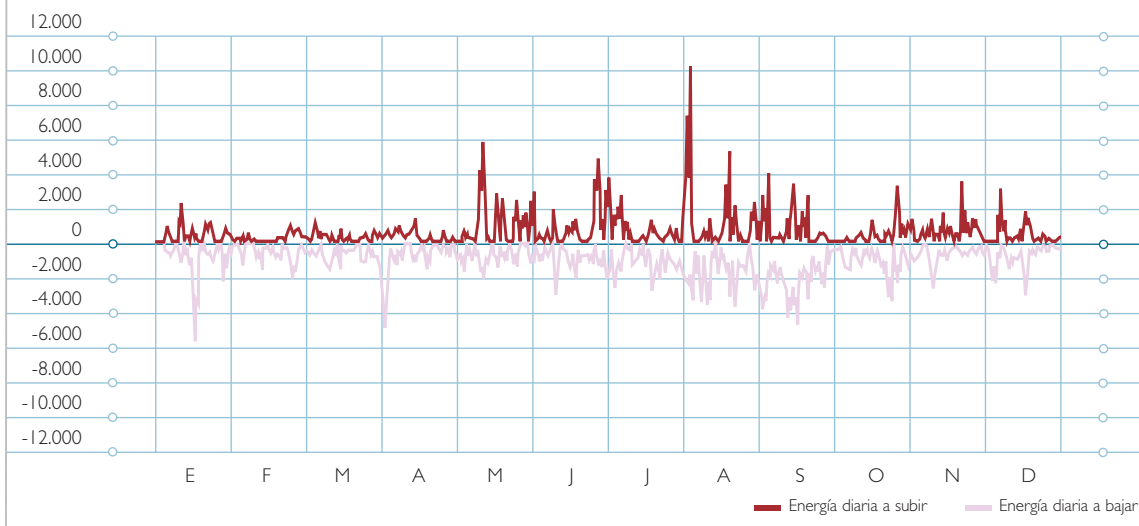


Emergencias en tiempo real

	Energía a subir		Energía a bajar	
	GWh	PTA/kWh (1)	GWh	PTA/kWh (2)
Enero	14	13,07	22	2,35
Febrero	9	12,17	16	1,07
Marzo	11	12,47	26	1,39
Abril	12	13,65	16	0,48
Mayo	30	13,24	21	0,25
Junio	26	13,87	26	0,48
Julio	20	13,69	36	0,47
Agosto	37	13,04	52	0,25
Septiembre	22	14,97	63	0,38
Octubre	13	16,08	32	1,36
Noviembre	23	15,31	17	0,35
Diciembre	14	15,48	21	0,48
Total	231	13,91	348	0,70

(1) Precio medio de venta (2) Precio medio de recompra
Fuente : Web OMEL (febrero 2001)

Energía diaria por emergencias en tiempo real (MWh)





Procedimientos de operación (marzo 2001)

Funcionamiento del sistema		
P.O. 1.1	Criterios de funcionamiento y seguridad para la operación del sistema eléctrico.	BOE 18/08/98
P.O. 1.2	Establecimiento de los niveles admisibles de carga en la red gestionada por el operador del sistema.	BOE 18/08/98
P.O. 1.3	Establecimiento de las tensiones admisibles en los nudos de la red gestionada por el operador del sistema.	BOE 18/08/98
P.O. 1.4	Condiciones de entrega de la energía en los puntos frontera de la red gestionada por el operador del sistema.	BOE 18/08/98
P.O. 1.5	Establecimiento de la reserva para la regulación frecuencia/potencia.	BOE 18/08/98
P.O. 1.6	Establecimiento de los planes de seguridad para la operación del sistema.	BOE 18/08/98
Previsión de la cobertura		
P.O. 2.1	Previsión de la demanda.	BOE 08/01/99
P.O. 2.2	Previsión de la cobertura y análisis de seguridad del sistema eléctrico.	BOE 03/07/99
P.O. 2.5	Planes de mantenimiento de las unidades de producción.	BOE 18/08/98
Programación de la operación		
P.O. 3.1	Programación de la generación.	BOE 18/08/98
P.O. 3.2	Solución de restricciones técnicas.	BOE 18/08/98
P.O. 3.3	Resolución de los desvíos generación-consumo.	BOE 09/03/99
P.O. 3.4	Programación del mantenimiento de la red de transporte.	BOE 18/08/98
P.O. 3.5	Programación a corto plazo de descargos en la red de transporte.	BOE 18/08/98
P.O. 3.6	Comunicación y tratamiento de las indisponibilidades de las unidades de producción.	BOE 08/01/99
Interconexiones internacionales		
P.O. 4	Gestión de las interconexiones internacionales.	BOE 29/01/99
Pérdidas de transporte		
P.O. 5	Determinación de pérdidas de transporte y cálculo de coeficientes de pérdidas marginales.	BOE 03/07/99
Gestión de los servicios complementarios		
P.O. 7.1	Servicio complementario de regulación primaria.	BOE 18/08/98
P.O. 7.2	Servicio complementario de regulación secundaria.	BOE 18/08/98
P.O. 7.3	Servicio complementario de regulación terciaria.	BOE 18/08/98
P.O. 7.4	Servicio complementario de control de tensión de la red de transporte.	BOE 18/03/00
Operación de la red de transporte		
P.O. 8.1	Red gestionada por el operador del sistema.	BOE 18/08/98
P.O. 8.2	Operación de la red.	BOE 08/01/99
P.O. 8.3	Control de las tensiones en la red.	BOE 08/01/99
Información		
P.O. 9.1	Base de datos estructural del operador del sistema.	BOE 08/01/99
P.O. 9.2	Información sobre la operación del sistema.	BOE 03/07/99
P.O. 9.3	Información necesaria para la gestión del sistema en tiempo real.	BOE 08/01/99
P.O. 9.4	Información para liquidaciones de energía.	BOE 03/07/99
P.O. 9.5	Análisis e información sobre las incidencias en el sistema eléctrico.	BOE 08/01/99
P.O. 9.6	Acceso a la información del operador del sistema (SIOS).	BOE 03/07/99
Equipos de control		
P.O. 11.1	Criterios generales de protección de la red gestionada.	BOE 03/07/99
P.O. 11.2	Criterios de funcionamiento e instalación de automatismos en la red gestionada.	BOE 03/07/99
P.O. 11.3	Análisis y seguimiento del funcionamiento de las protecciones y automatismos.	BOE 03/07/99