



Comisión
Nacional
de Energía

INFORME DE PRECIOS DEL AÑO 2000

INDICE

1. FUNCIONAMIENTO DEL MERCADO ELÉCTRICO DURANTE EL 2000.

2. EL MERCADO DIARIO

2.1. Evolución de precios y volúmenes de contratación

2.2. Participación por Tecnologías y Agentes

3. EL MERCADO INTRADIARIO

4. GESTIÓN DE RESTRICCIONES TÉCNICAS Y SERVICIOS COMPLEMENTARIOS

4.1. Evolución de los procesos de operación del sistema

4.2. Restricciones técnicas.

4.3. Regulación secundaria.

4.4. Regulación terciaria y gestión de desvíos

5. EL MERCADO MINORISTA

6. CONSIDERACIONES SOBRE ALGUNOS ASPECTOS DEL FUNCIONAMIENTO DEL MERCADO ELECTRICO

1. FUNCIONAMIENTO DEL MERCADO ELÉCTRICO DURANTE EL 2000.

El año 2000, tercer año de funcionamiento, continúa el desarrollo natural del mercado eléctrico dentro del proceso de transición en el que se enmarcan sus operaciones. En el mercado mayorista destaca la mayor participación de agentes externos y comercializadores así como el comportamiento alcista de los precios, reflejo del aumento de precios de los combustibles, en particular del petróleo y el gas natural. Respecto al mercado minorista, continúa aumentando el volumen de energía vendido a precios libres, consecuencia de las ampliaciones de la base de clientes elegibles en 1999 y el 1 de julio de 2000.

Un aspecto de particular importancia para el desarrollo inmediato del mercado ha sido la publicación del Real Decreto 6/2000, que establece importantes novedades, entre ellas una reducción significativa de los plazos fijados para la transición completa a la competencia.

Evolución de los precios y contratación:

Durante el periodo enero – diciembre de 2000, para el conjunto del mercado de producción se registra un volumen de contratación de 177.295 GWh correspondientes a 1.154.304 MPTA, lo que supone un aumento del 6,22% en energía y sin embargo un 18,16% en volumen económico respecto a 1999. El mayor volumen de negociación de energía correspondió al mes de Enero con 16.335 GWh seguido de Diciembre con 15.535 GWh y el menor volumen corresponde al mes de Abril con 13.546 GWh seguido de Mayo con 14.150 GWh.

Tabla 1

	Energía año 2000 GWh	Energía año 1999 GWh	Variación %	Contratación año 2000 MPTA	Contratación año 1999 MPTA	Variación %
ENERO	16.335	14.927	9,43%	109.586	81.645	34,22%
FEBRERO	14.195	13.536	4,87%	99.599	84.157	18,35%
MARZO	14.846	13.634	8,89%	110.773	84.872	30,52%
ABRIL	13.546	12.405	9,20%	87.971	71.816	22,49%
MAYO	14.150	13.004	8,81%	75.227	74.657	0,76%
JUNIO	14.665	13.542	8,29%	86.073	78.255	9,99%
JULIO	15.138	14.888	1,68%	91.515	88.702	3,17%
AGOSTO	14.463	13.458	7,47%	83.200	76.245	9,12%
SEPTIEMBRE	14.778	13.938	6,03%	113.166	82.732	36,79%
OCTUBRE	14.377	13.667	5,19%	110.443	74.724	47,80%
NOVIEMBRE	15.257	14.586	4,60%	110.963	87.684	26,55%
DICIEMBRE	15.545	15.325	1,44%	75.788	91.391	-17,07%
TOTAL	177.295	166.910	6,22%	1.154.304	976.880	18,16%

Fuente OMEL

El precio medio horario final ponderado de este periodo es de 6,511 PTA/kWh lo que representa respecto al mismo periodo de 1999 un aumento del 11,2%. Dicho aumento se corresponde con un incremento del 21% en los precios de la energía, incluyendo los servicios de operación del sistema, y una reducción del 26% en el precio de la garantía de potencia, consecuencia de los cambios normativos que se exponen más adelante en este mismo epígrafe.

Tabla 2

	Mercado Diario PTA/kWh	Restricciones Técnicas PTA/kWh	Banda de Regulación PTA/kWh	Mercado Intradivario PTA/kWh	Operación Técnica PTA/kWh	Garantía de Potencia PTA/kWh	Precio Horario Final PTA/kWh
ENERO	5,379	0,149	0,048	-0,019	0,051	1,101	6,709
FEBRERO	5,832	0,047	0,038	-0,013	0,008	1,104	7,016
MARZO	6,246	0,016	0,061	-0,001	0,042	1,099	7,461
ABRIL	5,335	0,021	0,06	-0,04	0,029	1,089	6,494
MAYO	4,054	0,105	0,026	-0,014	0,06	1,084	5,316
JUNIO	4,38	0,334	0,019	-0,013	0,06	1,09	5,869
JULIO	4,915	0,346	0,018	-0,02	0,022	0,765	6,045
AGOSTO	4,599	0,316	0,022	-0,008	0,063	0,76	5,752
SEPTIEMBRE	6,441	0,322	0,059	0,014	0,056	0,766	7,658
OCTUBRE	6,633	0,145	0,069	0,006	0,061	0,768	7,682
NOVIEMBRE	6,103	0,287	0,058	0,001	0,058	0,766	7,273
DICIEMBRE	3,633	0,254	0,153	-0,016	0,109	0,745	4,876
TOTAL	5,297	0,197	0,053	-0,017	0,054	0,926	6,511

Fuente OMEL

Con respecto al comportamiento estacional de los precios, a lo largo del año 2000 se registran dos periodos de precios elevados. En el primer semestre de 2000,

desde mediados de Enero hasta mediados de abril, y en el segundo semestre de 2000, durante los meses desde septiembre hasta finales de noviembre. El precio mensual mínimo fue de 4,876 PTA/kWh en el mes de diciembre y el máximo de 7,682 PTA/kWh en el mes de octubre. Este comportamiento de los precios se analiza a continuación en el marco de la estructura de la oferta y la demanda en el mercado de producción.

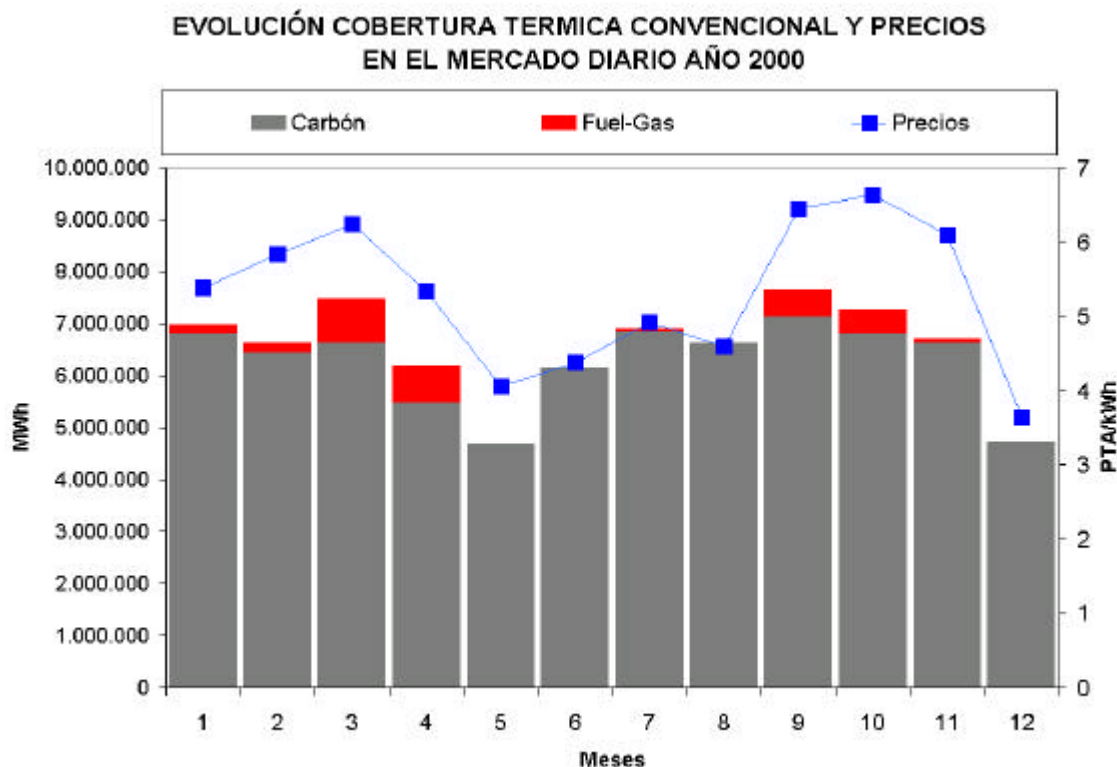
Estructura de la oferta y la demanda:

El crecimiento de la demanda acumulado durante los últimos años ha convertido a las centrales de fuel y gas del sistema eléctrico en necesarias para la cobertura del sistema, aunque únicamente en los períodos de demanda más elevada y ante condiciones hidráulicas medias o bajas. Dado que estas centrales presentan un coste variable de explotación significativamente superior al resto de las existentes en el parque de generación peninsular, resulta natural que los precios del mercado eléctrico presenten pautas estacionales más acusadas que en años anteriores.

De esta manera, los precios elevados que se han observado a principios y finales de año están soportados por una mayor utilización del equipo de fuel-gas, ante unas condiciones de hidraulicidad que han sido bajas hasta finales de año, a lo que cabe añadir que el nivel de partida de los embalses no era elevado tras ser 1999 un año hidráulico relativamente seco.

Sin valorar el nivel de precios en sí mismos, nuevamente de forma comparativa, los precios más elevados de otoño de 2000, respecto de principios de año, se corresponden con una elevación de los precios del petróleo que se traducen en precios superiores del fuel-oil y del gas natural.

Gráfico 1



Otro aspecto que merece especial atención es la mayor participación de agentes externos en el mercado español, contribuyendo a una mayor integración con los mercados vecinos, aunque siempre limitada por el nivel de las interconexiones. Por tipos de operación, se consolida un cierto crecimiento de las exportaciones (2,47% de la energía negociada en 2000 frente a 1,53 % en 1999) mientras que las importaciones se mantienen en el mismo nivel porcentual que el año anterior (4,85%).

Con respecto a la demanda cabe destacar que se ha mantenido el ritmo de crecimiento elevado de la demanda agregada peninsular observado en años anteriores (6,57% en 1998, 6,54 en 1999 y 5,71 en 2000) aunque a finales de año existen signos de una cierta deceleración acentuada por las benignas temperaturas registradas para la época del año.

Asimismo, la participación de los comercializadores en el mercado de producción ha experimentado un importante aumento respecto a 1999, tras la ampliación de los umbrales de elegibilidad hasta 1 GWh de consumo anual a finales 1999 y a 1 kV de tensión de suministro en julio de 2000. Este aumento en la negociación de energía ha ido, igualmente, acompañado de un aumento del número de comercializadores activos en el mercado.

Modificaciones normativas:

El Real Decreto-Ley 6/2000, de 23 de junio, de Medidas Urgentes de Intensificación de la Competencia en Mercados de Bienes y Servicios, introduce importantes novedades con respecto al mercado de producción de electricidad, aunque una parte importante de ellas queda pendiente de desarrollos posteriores.

Un conjunto de medidas van dirigidas a facilitar la participación en el mercado de todo tipo de agentes. Así se introducen incentivos a la participación del régimen especial en el mercado, bien directamente o través de comercializadoras, se aumentan las posibilidades de contratación bilateral de energía de estas últimas, se simplifica el proceso administrativo para que los consumidores cualificados ejerzan su condición, y se introduce un mercado de contratación a plazo organizado.

Por su especial interés conviene destacar la extensión de la elegibilidad a todos los consumidores en el 2003, lo cual significa un gran avance en la liberalización del sector eléctrico que implica importantes desarrollos tanto a nivel empresarial como regulatorio.

Igualmente, se establece que en el 2003 la contratación bilateral será extensiva para los comercializadores con respecto al los productores en régimen ordinario. Este cambio significa, de hecho, un cambio de modelo en el mercado español de electricidad, que dejará de estar basado en un mercado organizado casi obligatorio y pasará a una situación en la que el mercado organizado deberá convivir con la contratación bilateral.

Otro aspecto regulado por el RD Ley 6/2000 es la publicidad de la información en el ámbito del mercado de producción. De esta forma se normaliza la situación existente previamente en la cual los agentes del mercado compartían entre sí información que era vetada a potenciales nuevos entrantes y al público en general.

La regulación relativa a la garantía de potencia ha sufrido dos modificaciones en el año 2000 respecto a 1999. Por una parte el Real Decreto 2066/1999, por el que se establece la tarifa para el año 2000, reduce el valor unitario de retribución de garantía de potencia desde las 1,3 PTA/kWh vigentes en 1998 y 1999 a 1,15 PTA/kWh. Posteriormente el RD Ley 6/2000 reduce su valor a 0,8 PTA/kWh

desde el 1 de julio de 2000 además de introducir una serie de cambios en los criterios de cobro y pago.

2. EL MERCADO DIARIO

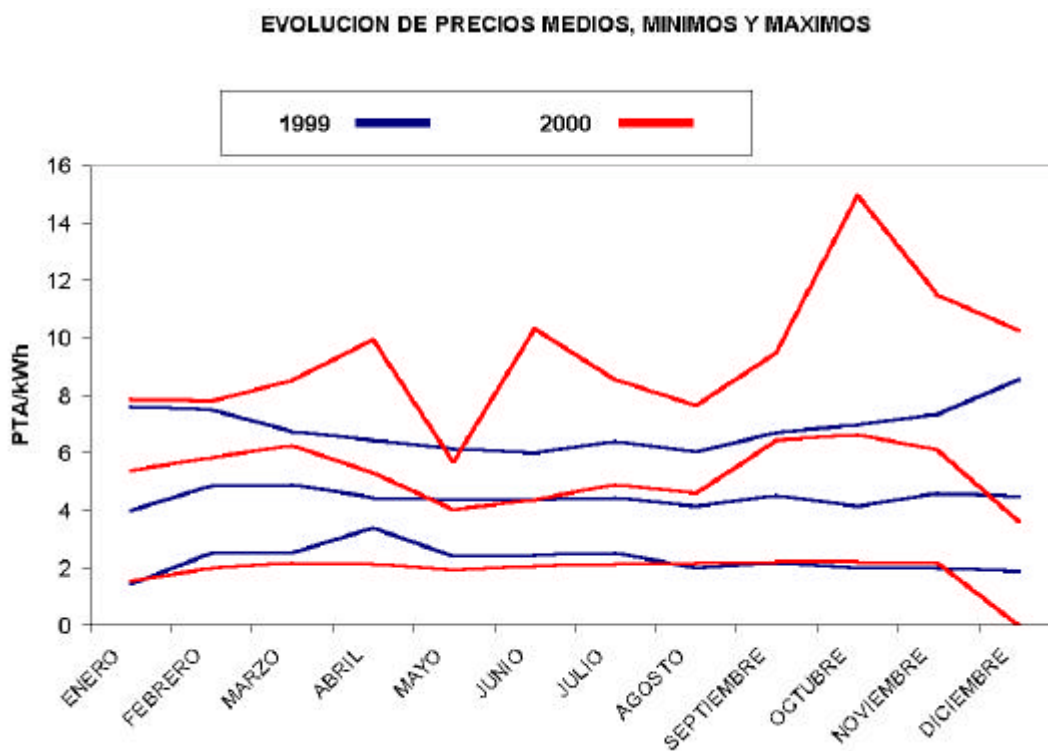
2.1. Evolución de precios y volúmenes de contratación

El volumen de contratación del mercado diario ascendió a 171.556 GWh (un 5,4% más que en 1999) y 908.703 MPTA (un 25,6% más que en 1999), con precios medios ponderados mensuales que oscilan entre las 3,63 PTA/kWh (en diciembre) y las 6,63 PTA/kWh (en octubre).

La evolución de precios a lo largo de este año ha presentado mayor volatilidad que en años anteriores. Es de destacar el hecho que en el mes de octubre se llegó a casar en una hora a 15 PTA/kWh y por el contrario durante varias horas valle del mes de Diciembre se rozasen las 0 PTA/kWh.

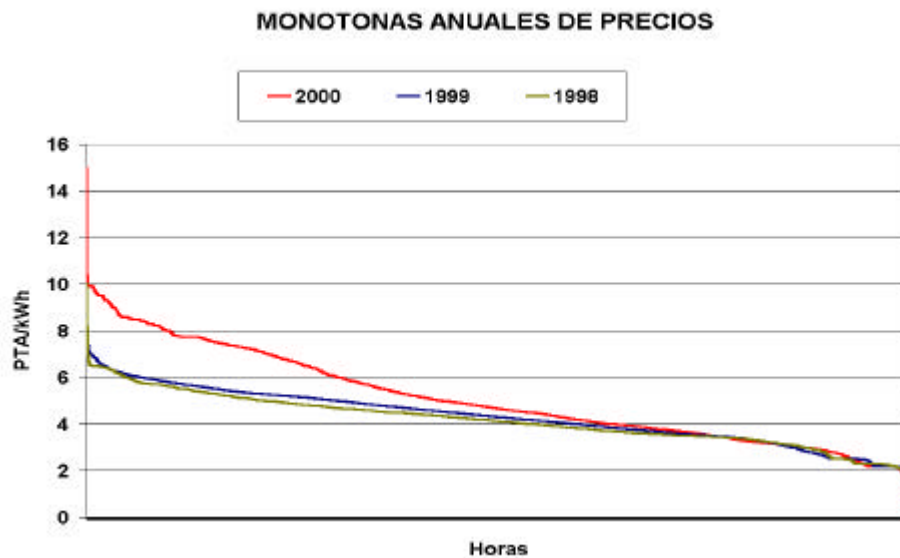
En el siguiente gráfico se representan las series de precios máximos, mínimos y medios por meses de los años 1999 y 2000, en él se puede observar la mayor fluctuación de precios durante el año 2000, en particular de los precios máximos.

Gráfico 2



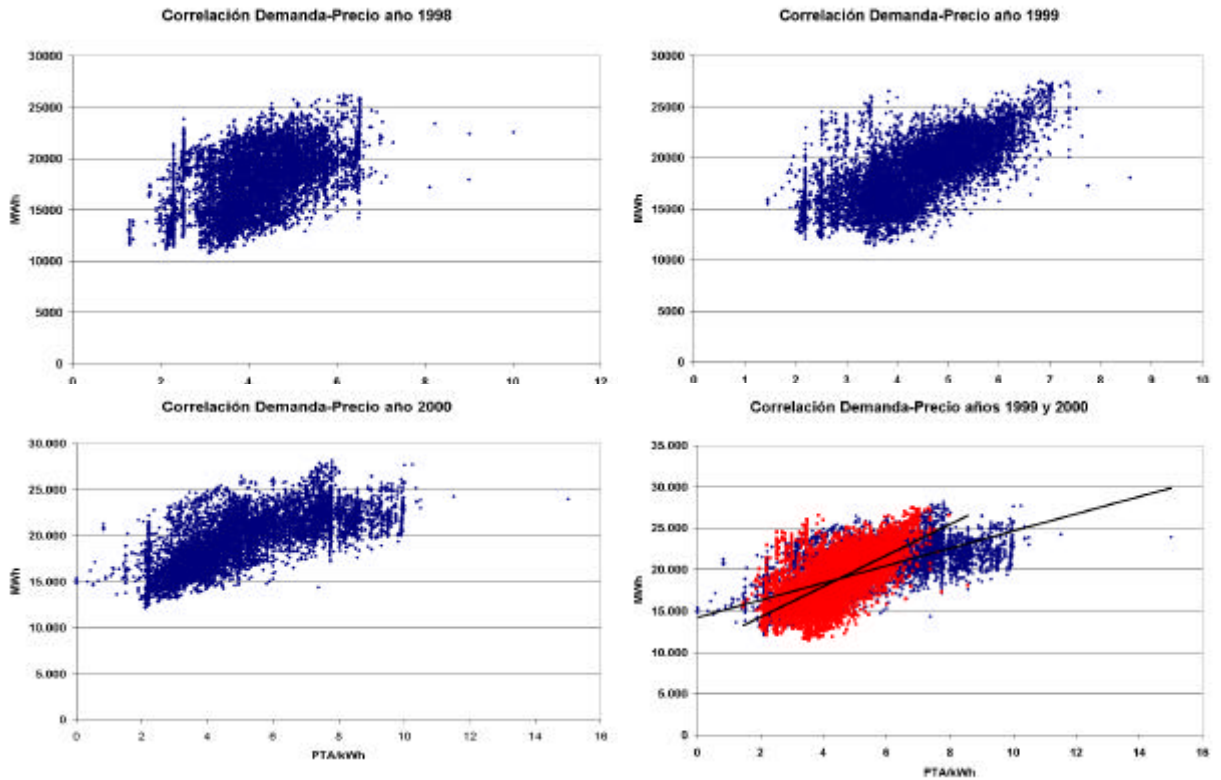
La curva monótona de precios del año 2000 posee una pendiente bastante más marcada que la de años anteriores. El 30 % de las horas han tenido un precio superior o igual a 6 PTA/kWh, el 60% se han situado entre 2,5 y 6 PTA/kWh y tan sólo un 7% de las horas han registrado precios inferiores a 2,5 PTA/kWh. En la siguiente gráfica se observa cómo los precios en los años 1998 y 1999 se mantuvieron en niveles inferiores, de forma que sólo se registraron valores superiores a 6 PTA/kWh entre un 5 y un 7% de las horas.

Gráfico 3



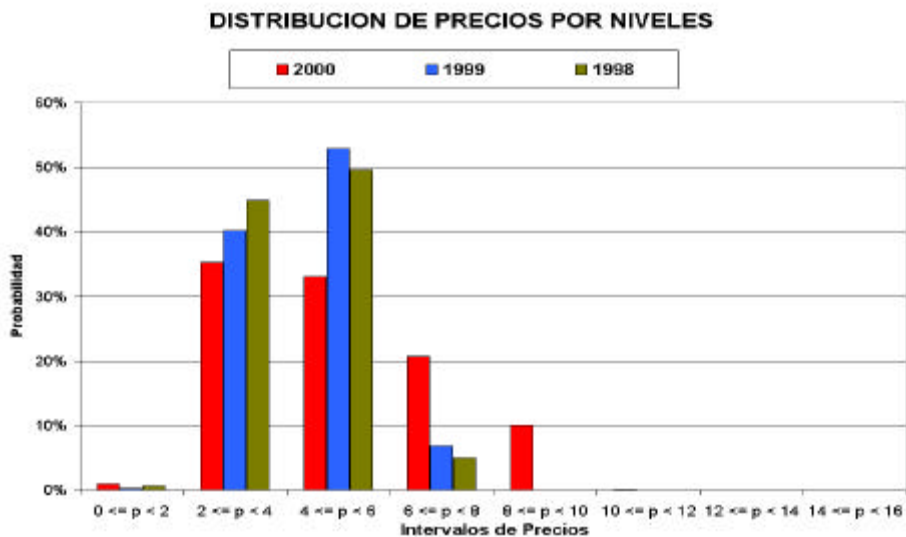
Observando el diagrama de dispersión de precios y demanda anual del mercado diario sin hacer ningún tipo de distinción por tipo de día, estación del año, etc., se puede observar que la relación existente entre la demanda y los precios durante el año 2000 presenta una pendiente menor que en años anteriores (es decir los precios aumentan más para un mismo incremento de demanda) y que la relación entre nivel de precios y demanda es algo más significativa que en 1999 y muy superior a 1998.

Gráfico 4



Analizando el histograma de precios horarios en intervalos de 2 PTA/kWh, se observa nuevamente el desplazamiento de los precios hacia niveles superiores a las 6 PTA/kWh, destacando también un ligero aumento de los precios inferiores a las 2 PTA/kWh, lo que confirma la tendencia apreciada hacia una mayor modulación de los precios.

Gráfico 5



2.2. Participación por Tecnologías y Agentes

La participación de la energía hidráulica en el mercado diario durante el año 2000 ha sido relativamente baja en comparación con otros años. Desde principios del año las aportaciones hidráulicas comienzan a descender, finalizando el mes de Enero con una cuota del 16% de las ventas en el mercado diario. Durante los meses siguientes y hasta mediados de Abril el nivel de cobertura apenas llega al 10% para volver a aumentar durante Mayo, mes en el que se llega hasta el 21%. Durante los meses siguientes y hasta diciembre el nivel de cobertura oscila en torno al 10% debido a unas condiciones de hidraulicidad secas. En el mes de diciembre se registran las mayores aportaciones hidráulicas del año y se llega a una cobertura hidráulica del 27%. En el conjunto del año 2000, la producción hidráulica representa el 14% de las ventas (el 15% si se consideran las turbinaciones del bombeo), un punto porcentual inferior al año 1999.

La evolución de la cobertura térmica convencional se mantiene en niveles entre un 41 y 49%, excepto en los meses de Mayo y Diciembre, debido a las aportaciones hidráulicas antes mencionadas que baja a niveles del 35 y 30%, respectivamente, en el mercado diario. Las aportaciones de Fuel-Gas son reducidas en el conjunto del año con un máximo de cobertura en el mes de marzo y que fue del 7%. En el conjunto del año las ventas de unidades de carbón representaron el 43% de las ventas (40% en 1999) y las de unidades de fuel –oil y gas natural el 3% (4% en 1999).

La generación nuclear ha mantenido unos niveles bastante estables a lo largo del año con un nivel mínimo en septiembre, mes en el que se concentraron varias paradas por de mantenimiento y recarga de combustible. El nivel de cobertura a lo largo del año supuso el 35% del total (33% en 1999).

Las importaciones de energía realizadas por REE vienen a representar un 3% constante durante todos los meses. Las procedentes de Agentes Externos han fluctuado entre el 1 y el 4% en función del mes, dándose valores máximos en meses de precios elevados. En total la suma de las importaciones realizadas por agentes externos más las procedentes de REE a través del contrato de importación con Francia representan durante todo el año 2000 el 4,66% de la energía total negociada en el mercado Diario (un 1,8% menos que durante 1999). Se ha de tener en cuenta que durante el año 2000 el 93% de las importaciones

han tenido lugar a través de la interconexión con Francia (el 57,8% mediante el contrato de REE y el 35,2% restante mediante agentes externos, entre los que también está incluido EDF), y tan sólo el 7% restante a través de la interconexión con Portugal.

Gráfico 6

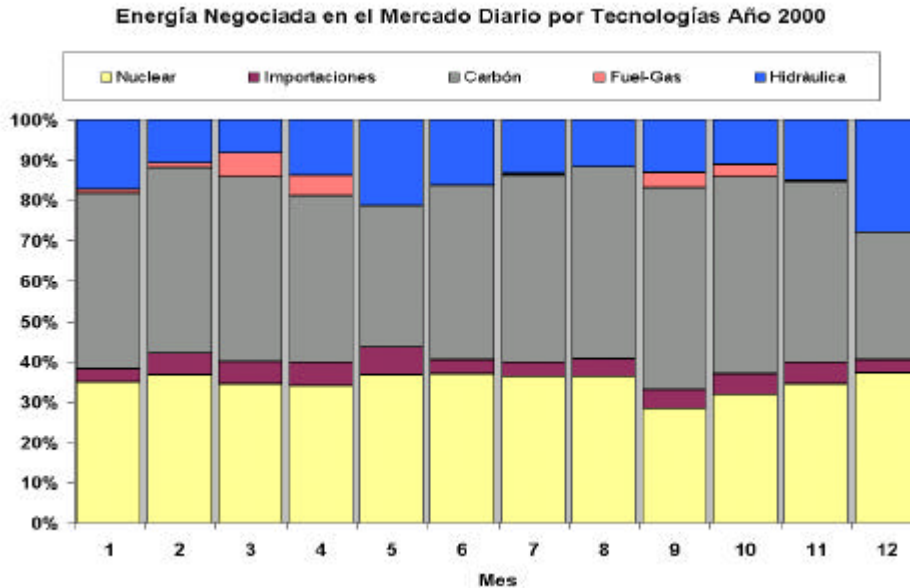


Tabla 3

Ventas en el Mercado Diario por tecnologías

GWh	2000	1999	Incremento %
Nuclear	59.846	56.807	5,4%
Importaciones	7.997	8.144	-1,8%
Carbón	74.970	69.402	8,0%
Fuel/Gas	3.036	5.343	-43,2%
Hidráulica	25.706	23.069	11,4%
TOTAL	171.556	162.764	5,4%

Desde el lado de la demanda y por tipo de agente, los distribuidores han efectuado el 69,4% de las compras, los comercializadores el 28% (incluidas las compras para exportación), el bombeo el 1,6%, los agentes externos el 0,6% y los contratos suscritos con REE el 0,3%.

La energía total casada en el mercado diario dedicada exclusivamente a exportaciones ha supuesto 2.849 GWh, es decir un 1,7%, repartida a través de las fronteras y por tipo de agente de la siguiente manera: el 44,8% hacia Portugal (26,1% por comercializadores y el 18,7% por agentes externos), el 43,7% hacia

Marruecos (20,9% por el Contrato de REE, 17,7% por agentes externos y el 5,1% por comercializadores), el 9,7% hacia Andorra siendo toda esta energía exportada por comercializadores y el 1,8% hacia Francia siendo toda esta energía exportada por agentes externos.

La evolución de las compras por agente a lo largo del año 2000 ha variado mucho respecto a 1999. Ningún consumidor cualificado ha efectuado compras a lo largo del año, las compras del bombeo han aumentado un 42%, las compras de comercializadores han aumentado un 86% y la de agentes externos han aumentado casi al doble. Por otra parte las compras de los distribuidores han disminuido un 10% y las exportaciones de REE un 25%.

Tabla 4

Compras en el Mercado Diario por tipo de Agente (GWh)

	2000	1999	Incremento %
Bombeo	2.770	1.942	42,6%
Consumidor Cualificado	0	43	-100,0%
Comercializador	48.088	25.797	86,4%
Distribuidor	119.016	133.623	-10,9%
Contratos REE	596	793	-24,8%
Agentes Externos	1.085	566	91,6%
TOTAL	171.556	162.764	5,4%

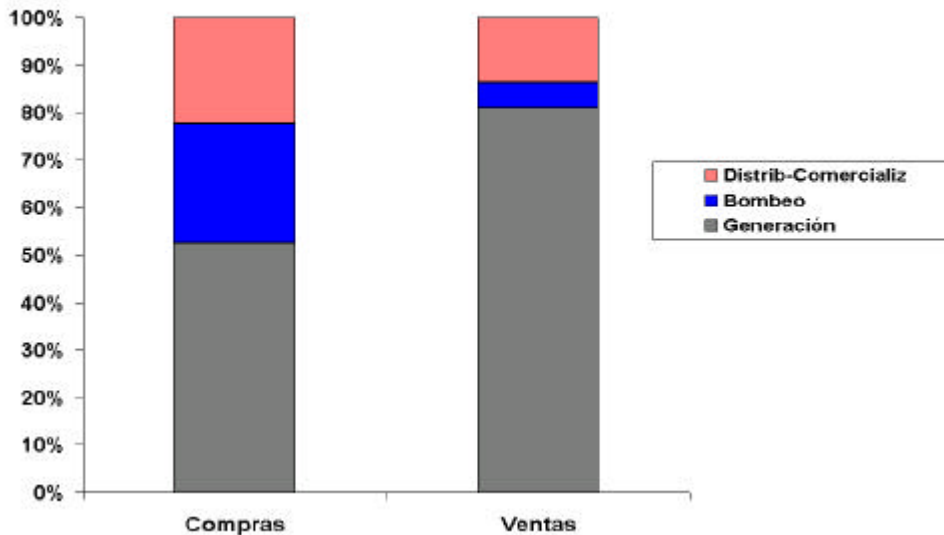
3. EL MERCADO INTRADIARIO

Desde la creación del mercado intradiario en Abril de 1998, el volumen de contratación de este mercado ha seguido una evolución claramente creciente. Las unidades de compra, tienen una presencia aún escasa en el volumen de negociación de este mercado, no obstante algunas comercializadoras están incrementando significativamente sus compras llegando a gestionar más del 90% del total de su energía en el mercado intradiario.

En el gráfico adjunto se observa que las unidades de generación acaparan más del 80% del volumen de ventas en el mercado y ligeramente por encima del 50% de las compras, de manera que al mercado intradiario acude una demanda neta

correspondiente casi a partes iguales a unidades de bombeo y unidades de demanda para cliente final (comercializadoras y distribuidoras).

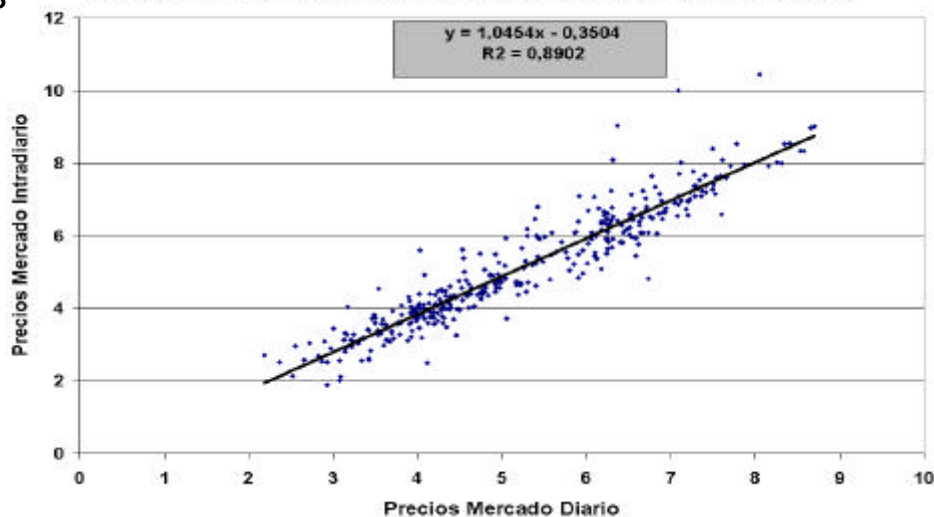
Gráfico 7 PARTICIPACION EN EL MERCADO INTRADIARIO POR TIPO DE UNIDAD EN 2000



Durante el año 2000 la contratación de energía en este mercado ha supuesto 11.487 GWh y 58.555 MPTA, que frente a los 171.556 GWh y 908.703 MPTA del mercado diario representan en torno a un 6% y frente al mismo periodo del año 1999 un aumento del 26% en energía negociada, consolidando una tendencia creciente.

Los precios medios del mercado intradiario se han comportado de manera muy similar, tomando valores medios diarios, a los precios del mercado diario como se observa en el gráfico adjunto. De hecho la diferencia de precios medios a nivel anual entre ambos mercados ha sido inferior al 4%. En cuanto al nivel de precio, la media anual se ha situado en el 2000 en 5,097 PTA/kWh, lo que representa una subida del 26,32% respecto a 1999.

Gráfico 8 CORRELACION DE PRECIOS MERCADOS DIARIO E INTRADIARIO EN 2000



Sin embargo, al tratarse de un mercado de ajustes, la volatilidad de los precios en el mercado intradiario ha sido claramente más acusada que en el mercado diario, destacando el número de horas en que el precio se ha situado en valores cercanos a 0 PTA/kWh. Esta mayor volatilidad se distingue con facilidad en los gráficos que se presentan a continuación.

Gráfico 9

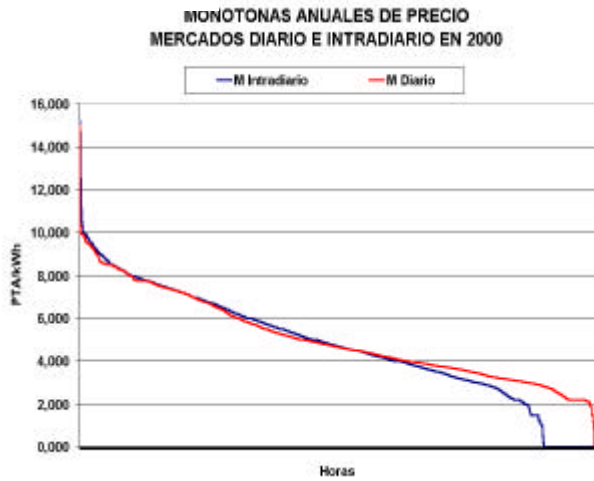


Gráfico 10

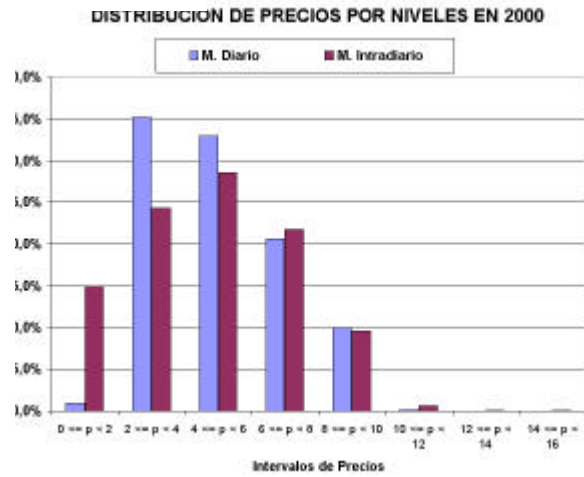
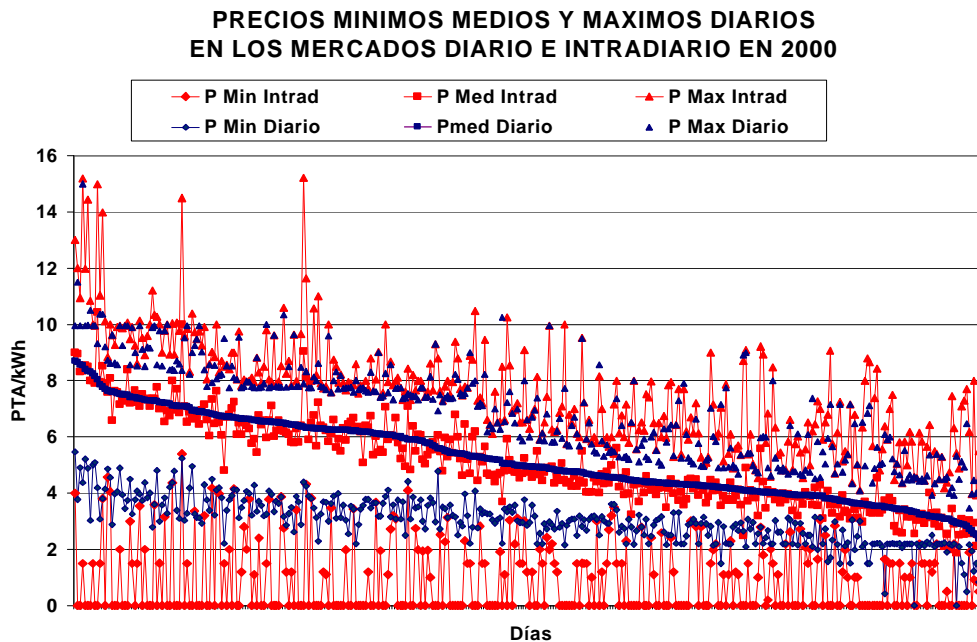


Gráfico 11



4. GESTIÓN DE RESTRICCIONES TÉCNICAS Y SERVICIOS COMPLEMENTARIOS

4.1. Evolución de los procesos de operación del sistema

La nota más destacable del comportamiento de los procesos gestionados por el Operador del Sistema (OS) durante el año 2000, ha sido el incremento generalizado tanto de la energía utilizada en los mismos como, en mayor grado, del coste que ha supuesto al sistema con respecto a los precios del mercado diario. Destaca el progresivo incremento de programación de energía por restricciones al PBF, que viene sucediendo año tras año, con unos incrementos en el año 2000 respecto al año anterior del 70% en energía programada y del 160% en coste por kWh de demanda del mercado diario.

El incremento de la energía programada por restricciones es reflejo de los problemas estructurales de determinadas zonas de la red para el mantenimiento de las tensiones. Se constata tanto un incremento de energía programada necesaria en las zonas con mayor problemática de mantenimiento de las tensiones como la generalización a la práctica totalidad de las zonas eléctricas. Los incrementos de demanda eléctrica así como de consumo de energía reactiva, son la causa principal del alto crecimiento de la programación de grupos por restricciones para generar energía localmente y aportar los recursos de energía reactiva necesarios.

Por otra parte el incremento en más del doble en el coste que ha supuesto al sistema la programación de restricciones técnicas al PBF está condicionado por el incremento del precio de petróleo y gas natural, siendo éstos los combustibles empleados fundamentalmente en las centrales que resuelven restricciones, dado que por su elevado coste relativo no suelen resultar programadas en el mercado diario.

Señalar que el coste medio de las restricciones ha sido cercano a las 0,2 PTA/kWh lo cual ha supuesto el 60% del coste de todos los procesos gestionados por el OS, el 6% sobre el precio del mercado diario y el 5% sobre el precio final incluida la garantía de potencia.

El servicio complementario de regulación secundaria ha supuesto un incremento en el precio final en el entorno de 0,07 PTA/kWh, aumentando en algo más de un 46% dicho coste respecto al año 1999. Mientras que la necesidad de banda secundaria se ha mantenido en niveles similares a los del año pasado, unos 1.200 MW, el coste de dicha banda, que ha supuesto de media 0,05 PTA/kWh, se ha elevado en más del 80%. El ligero descenso de la energía utilizada, 1.667 GWh en el año 2000 frente a 1.912 GWh en el año 1999, ha mantenido el coste de utilización de banda secundaria en unos niveles similares a los del año anterior, 0,023 PTA/kWh. Este servicio complementario ha supuesto un 22% del coste de los procesos gestionados por el OS y un 1,1% sobre el precio final.

Por último, la regulación terciaria y la gestión de desvíos, en conjunto han elevado su coste en un 23% respecto al año anterior, siguiendo la misma tendencia que el resto de procesos gestionados por el OS. Durante el año 2000 el OS ha invertido el grado de utilización de ambos procesos complementarios utilizando más intensivamente la regulación terciaria con un crecimiento del 38% en energía respecto al año 1999 pasando de 2.471 GWh a 3.403 GWh, de los cuales 520 GWh aproximadamente corresponden a restricciones en tiempo real, y disminuyendo el uso de la gestión de desvíos en un 24% hasta situarse en 1.129 GWh.

El coste medio de ambos procesos ha sido de 0.059 PTA/kWh, un 23% más elevado que en 1999, y ha supuesto el 18% del coste de los procesos gestionados por el OS y algo menos del 1% sobre el precio final.

En resumen, el conjunto de los procesos gestionados por el OS, restricciones, regulación secundaria, regulación terciaria, restricciones en tiempo real y gestión de desvíos, ha sufrido un notable incremento tanto en energía como en precios y por consiguiente en coste por kWh de demanda durante el año 2000, requiriéndose una energía de 9.857 GWh, un 23% superior a la programada el año 1999 y con especial énfasis en la programación de restricciones técnicas. El coste global supuso 52.427 MPTA, un 104% respecto a 1999, ascenso mucho mayor que la elevación de precios habida en los mercados diario e intradiario. Es

decir los procesos técnicos se han encarecido en mucha mayor medida que el resto de los mercados. Destaca la subida de precios de la banda de regulación secundaria con un 92% y de las restricciones con un 45%. Esta subida de precios en todos los procesos unida a la mayor necesidad de energía en restricciones, terciaria y restricciones en tiempo real, ha originado una elevación del sobrecoste global del 90% al pasar de un coste de 0,176 PTA/kWh en el año 1999 a 0,333 PTA/kWh) en el año 2000, siendo esta cantidad un 5,1% sobre el precio final.

Referente al grado de participación de los agentes en los anteriores procesos, reseñar que los dos de mayor tamaño tienen una cuota conjunta superior al 80%, excepto en los procesos de energía terciaria y gestión de desvíos, a bajar en ambos casos, en los cuales su cuota es del 70% aproximadamente, llegando conjuntamente al 90% en los casos de energía programada por restricciones técnicas y banda de regulación secundaria.

A continuación se describe de una manera más pormenorizada la evolución de cada uno de los procesos, comentados anteriormente, durante el año 2000.

4.2. Restricciones técnicas.

La energía programada para la resolución de restricciones técnicas ha continuado la senda ascendente durante el año 2000 al igual que su precio medio y el coste que ha representado sobre el precio final.

Se han programado un total de 3.658 GWh, con un incremento del 70% respecto del año anterior. El incremento en el primer semestre del año ha sido de aproximadamente un 300%, y en el segundo de un 37%, aunque hay que tener en cuenta que en volumen de energía, el primer semestre supone valores muy inferiores a los del segundo en el cual se concentra el periodo estival donde se programa el mayor volumen de energía por restricciones.

En todas las zonas eléctricas, con excepción de la Norte ha sido necesaria la programación reiterada de restricciones con una especial incidencia en las zonas Levante y Sur, aunque en esta última la puesta al día de equipos de control de

reactiva, ha mejorado significativamente la situación. En la tabla adjunta se recoge el reparto por zonas de la energía programada por restricciones.

Tabla 5

ENERGÍA PROGRAMADA POR RESTRICCIONES AL PBF (2000)
(POR ZONA GEOGRAFICA)

	GWh (2000)	% (2000)	% (1999)
Levante	1564	43	35
Andalucía	880	24	37
Centro	452	12	12
Galicia	361	10	7
Cataluña	353	10	8
Norte	37	1	-
Otros	10	0	1
<u>TOTAL</u>	3657	100	100

Con respecto al año anterior hay que destacar el gran incremento sucedido, se ha multiplicado por dos, en la zona levantina teniendo en cuenta además los muy altos niveles de programación de esta zona que han supuesto para este año por encima del 43% del total de energía, mientras que en la zona sur, se ha mantenido el nivel de energía programada gracias a la puesta al día de equipos de control de reactiva. La zona gallega ha multiplicado considerablemente las necesidades de energía por restricciones, aunque en porcentaje sobre el global se sitúa alrededor del 10%. Cataluña y centro también crecen con respecto a 1999.

En los meses de enero y febrero se ha producido un gran incremento respecto al año 1999 contribuyendo a ello la programación prácticamente permanente de los grupos hidráulicos del sur de Galicia para mantener tensiones. En las cuatro semanas de enero se programaron en todo el sistema 417 GWh lo cual da una idea de la relevancia creciente que tiene el problema de mantenimiento de tensiones en cada vez más periodos del año. Durante los meses de marzo y abril el incremento fue de unos 10 GWh de energía, en mayo y junio hubo un ligero incremento, manteniéndose los altos niveles de programación de energía durante julio y agosto con unos 480 GWh de energía cada uno de ellos. En los meses de septiembre y octubre se vuelve a producir un gran incremento con el máximo del año en el mes de septiembre en el cual se programaron unos 650 GWh para

mantenerse en niveles similares a los del año 1999 en los meses de noviembre y diciembre. En la siguiente tabla se presentan los volúmenes de energía de restricciones desagregados por meses para 1999 y 2000.

Tabla 6

ENERGÍA PROGRAMADA POR RESTRICCIONES AL PBF (2000-1999)
(MENSUAL)

	2000 (GWh)	1999 (GWh)	D (%)
Enero	438	60	+630
Febrero	106	28	+279
Marzo	44	10	+340
Abril	37	7	+429
Mayo	156	27	+478
Junio	431	196	+120
Julio	516	585	-13
Agosto	485	399	+22
Septiembre	629	246	+156
Octubre	199	56	+255
Noviembre	343	223	+54
Diciembre	273	318	-14
TOTAL	3657	2154	+70

El coste final, una vez tenido en cuenta el funcionamiento real de los grupos, ascendió a 35.212 MPTA, un 176% más que en el año anterior, con un incremento del 300% durante los seis primeros meses y un 125% durante los seis últimos. Ello fue debido tanto al incremento de energía como al del precio ofertado por los agentes por dicha energía. Así, los precios medios fueron subiendo desde unas 12 PTA/kWh en el mes de enero, hasta situarse en más de 20 PTA/kWh en octubre, noviembre y diciembre, concluyendo para el año 2000 en una media de 16,098 PTA /kWh, un 45% superior al precio medio del año 1999. La subida de precios de fuel y gas a lo largo del año ha influido en el ascenso del precio medio ofertado por los grupos que utilizan dicho combustible, al igual que la escasez de agua embalsada en la zona de Galicia en el caso de los grupos hidráulicos programados en el sur de dicha Comunidad.

El coste unitario medio por kWh de demanda se situó en 0,198 PTA/kWh un 160% superior al habido en el pasado año, evolucionando desde las 0,149 PTA/kWh del mes de enero, con una bajada en los siguientes meses y volver a subir a partir del mes de junio a un valor aproximado a las 0,3 PTA/kWh excepto los meses de octubre y diciembre.

4.3. Regulación secundaria.

La necesidad de banda de regulación secundaria ha sido muy similar a la habida durante 1999, situándose en una media de unos 700 MW de potencia a subir y unos 500 MW de potencia a bajar con unos valores bastante uniformes a lo largo del año con ligeras subidas en los meses de febrero, marzo, noviembre y diciembre. Por su parte el volumen económico sí tuvo grandes fluctuaciones entre los aproximadamente 300 MPTA que supusieron en los meses de mayo, junio, julio y agosto, a los 1.000 MPTA de los meses de marzo, octubre y noviembre. En el mes de diciembre la banda de secundaria ascendió a 2.400 MPTA. El coste unitario por kWh de demanda, 0,053 PTA/kWh, subió en más del 80% respecto al año 1999.

La energía utilizada en la regulación secundaria disminuyó en un 13% hasta los 1.667 GWh con unos precios medios de energía a subir de 6,7 PTA/kWh, destacando los meses de marzo, septiembre, octubre y noviembre con precios que alcanzaron el entorno de las 8-10 PTA/kWh y de energía a bajar de 3,24 PTA/kWh. El incremento en los precios medios de la energía, tanto a subir como a bajar, con respecto a los precios del pasado año fue ligeramente superior a 1 PTA/kWh. El coste unitario se mantuvo en 0,023 PTA/kWh.

En conjunto, el coste total de la regulación secundaria se incrementó en un 46% hasta las 0,076 PTA/kWh. Este incremento fue debido a los precios de la banda de regulación, ya que el aumento de los precios en la energía utilizada fue compensado con la reducción del volumen.

4.4. Regulación terciaria y gestión de desvíos

En el año 2000 se ha invertido el grado de utilización de estos servicios en comparación con 1999, incrementándose el uso de la regulación terciaria con 3.403 GWh, y decreciendo el uso de la gestión de desvíos, 1.129 GWh, aunque en cómputo global se ha incrementado la energía hasta situarse en 4.532 GWh, incluyendo aproximadamente unos 500 MWh de restricciones en tiempo real. Los

precios medios de dichas energías también se han incrementado en gran medida oscilando entre las más de 9 PTA/kWh y 2 PTA/kWh de la energía terciaria a subir, con unos máximos en el mes de octubre de 11,7 PTA/kWh, y en el caso de la energía de gestión de desvíos a subir entre 7,5 PTA/kWh y 2,7 PTA/kWh , con un precio medio máximo superior a 11 PTA/kWh en el mes de marzo. Respecto a la energía a bajar los precios medios han sido de 1,9 PTA/kWh en el caso de la energía de terciaria y de 2,7 PTA/kWh en el caso de la energía de gestión de desvíos, con fluctuaciones entre 5 PTA/kWh de media en el mes de septiembre y 0 PTA/kWh de media en el mes de marzo, en ambos casos en la energía de desvíos a bajar.

El coste por kWh de demanda se ha situado en 0,059 PTA/kWh, así mismo superior al del año precedente.

EVOLUCIÓN DE LA ENERGÍA, SOBRECOSTE, Y COSTE UNITARIO DE LOS MERCADOS GESTIONADOS POR EL O.S.

Tabla 7

	Energía (GWh)			Coste (millones PTA)			Coste unitario (PTA/kWh)		
	2000	1999	Δ (%)	2000	1999	Δ (%)	2000	1999	Δ (%)
Restricciones al PBF	3658	2154	+70	35212	12741	+176	0,19	0,07	+160
Banda y energía de regulación secundaria	1667	1912	-13	13505	8621	+50	0,07	0,05	+40
Terciaria, Desvíos y emergencia	4532	3962	+15	13245	9036	+47	0,06	0,05	+23
TOTAL MERCADOS OS	9857	8028	+23	61962	30398	+104	0,32	0,17	+88

Fuente OMEL, análisis CNE

5. EL MERCADO MINORISTA

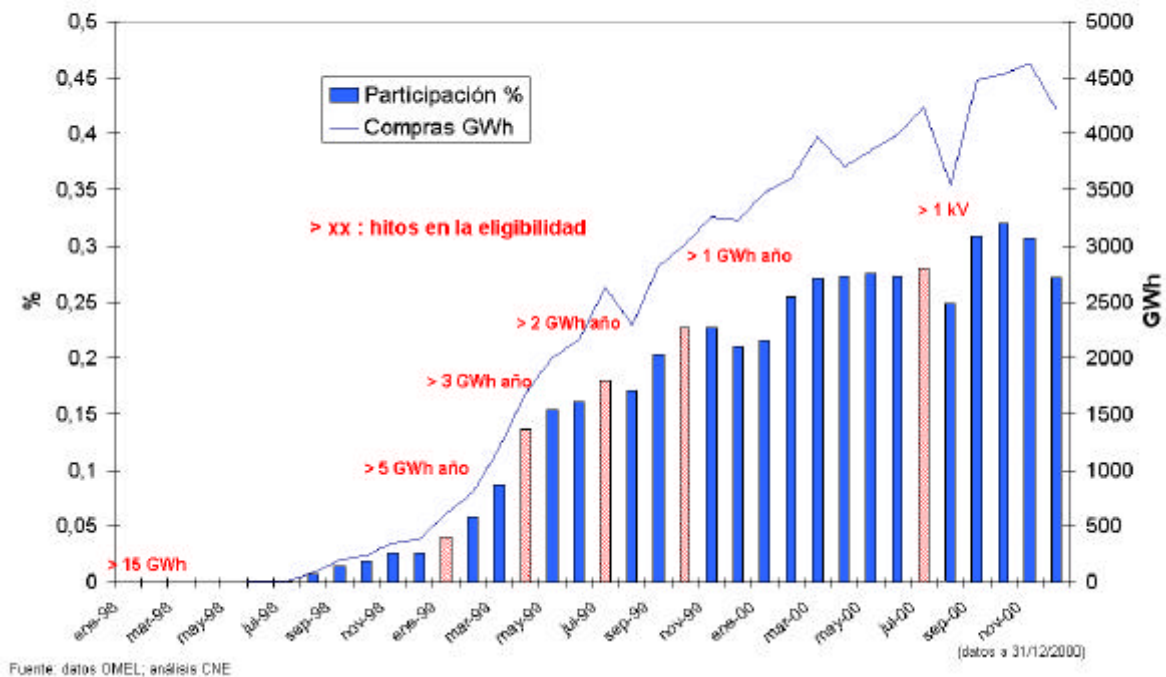
A principios del año 2000, el RD 2820/1998, establecía que desde el 1 de Octubre de 1999 eran consumidores cualificados todos aquellos con consumo superior a 1GWh. En el mercado español, esto venía a suponer unos 10.000 puntos de suministro que en energía representan aproximadamente un 42% de la demanda nacional. Posteriormente el RD-Ley 6/1999 de 16 de Abril, estableció que a partir del 1 de Julio de 2000 pasarían a ser consumidores cualificados todos los puntos de suministro conectados a tensiones iguales o superiores a 1KV. Este salto de elegibilidad aumentó significativamente el número de consumidores que potencialmente podían optar al libre mercado ya que se pasaba a un escenario en el que existen unos 65.000 consumidores. Sin embargo muchos de estos consumidores no aportan un volumen de energía importante. Así el conjunto de los 55.000 nuevos potenciales consumidores elegibles tan sólo representan del orden de un 11% más de energía liberalizada.

Durante el año 2000, únicamente han tenido una cuota significativa de comercialización interna las comercializadoras procedentes de los cuatro grandes grupos empresariales que en conjunto negociaron en torno al 27% de las compras en el mercado durante el año 2000 mientras que la suma de otros comercializadores no llega al 0,01%. No obstante la cuota de otras comercializadores está creciendo desde principios del 2001.

Desde que comenzó el año 2000, mes a mes la evolución de la energía que acudió a mercado vía comercializadora, siguió una tendencia claramente creciente tal y como se puede apreciar el gráfico que se incluye a continuación, exceptuando los meses de verano en los que disminuye la actividad industrial y por tanto aumenta la distribución a tarifa en términos porcentuales. Un hecho destacable y como consecuencia de la evolución de los precios de mercado, es el encarecimiento de los precios que los comercializadores han venido ofreciendo en aquellos contratos que se han tenido que renovar a finales del año 2000, lo que ha producido un descenso de la energía comprada por lo comercializadores en el conjunto del mercado.

Gráfico 12

Compras de clientes cualificados directas y a través de comercialización en el mercado de producción



La aplicación del RD 2018/1997 de Puntos de Medida y sus Instrucciones Técnicas Complementarias, están resultado de mas difícil aplicación en las fronteras de clientes cualificado debido al gran número de puntos existentes. A la entrada en vigor del nuevo tramo de elegibilidad de Julio de 2000, no existía una normativa específica y coherente a como debían medirse los consumos para este nuevo segmento, ya que según el artículo 27 del RD 6/2000 se les permite acudir a mercado siempre que el contador mida la energía activa y reactiva horariamente y posea función de maxímetro. Esta normativa es absolutamente escasa y poco precisa ya que no define la clase de precisión del contador y transformadores de tensión e intensidad, modo lectura de los equipos (local o remota), frecuencia de los tiempos de lectura, etc. Esto mismo sucedió cuando a la entrada en vigor del RD 2018/1999, no estaban publicadas las ITC's que finalmente se publicaron en Abril de 1999, por lo que muchos de los consumidores cualificados que salieron a mercado con un contador horario antes de esta fecha incumplían con los requisitos que se exigieron en dichas ITC's. La CNE como consecuencia de los estudios que realizó, concluyó que había que relajar los requisitos de medida para los nuevos clientes que potencialmente podían acudir a mercado a partir de Julio

de 2000 y elaboró una propuesta de modificación del RD 2018/1997 e ITC's en Diciembre de 1999.

Adicionalmente, existen en la actualidad algunas lagunas regulatorias como la separación efectiva de las actividades de comercialización y distribución que añaden barreras al desarrollo del mercado minorista.

6. CONSIDERACIONES SOBRE ALGUNOS ASPECTOS DEL FUNCIONAMIENTO DEL MERCADO ELECTRICO

Gestión de las restricciones técnicas:

La gestión actual de las restricciones técnicas presenta numerosos aspectos que no funcionan satisfactoriamente, entre los que cabe citar que la prestación de este servicio en condiciones de monopolio de hecho, no es compatible con una reglamentación que lo retribuye al precio solicitado libremente por el propietario. Que los procesos de reequilibrio posterior de los programas en generación y demanda ocasionan distorsiones en los procesos naturales de oferta al mercado diario. O que la utilización de una misma oferta para el mercado diario y la gestión de restricciones hace difícil que ésta se pueda adaptar simultáneamente a las condiciones de un mercado, con una retribución de tipo marginalista, y de un servicio retribuido a precio de oferta.

Igualmente hay otros factores importantes aunque comunes a otros puntos que se indican a continuación como la falta de un trato totalmente equivalente al mercado organizado y la contratación bilateral o la asignación de los sobrecostes de forma no uniforme en los diferentes mercados.

Finalmente cabe señalar que la aprobación del procedimiento de control de tensión en la red de transporte, PO 7.4, debe ser un elemento esencial para que se instalen en el sistema los medios de compensación de energía reactiva necesarios, lo que evitaría la mayor parte de la energía programada por restricciones.

Asignación de los sobrecostes de operación del sistema:

La regulación actual crea diferencias significativas en los costes de adquisición de la energía en función del mercado en el que se adquiriera la misma, a través del reparto de los costes de operación del sistema. Un ejemplo claro es el reparto de los sobrecostes generados por la gestión de restricciones técnicas exclusivamente entre las unidades de adquisición en el PBF (Programa Base de Funcionamiento). De esta forma las compras en el mercado intradiario no soportan este sobrecoste que es el más importante en volumen económico de todos los costes de operación del sistema.

En esta circunstancia hay empresas comercializadoras que han decidido desplazar una parte significativa de sus compras al mercado intradiario, posiblemente para evitar estos sobrecostes, dado que los precios medios del mercado intradiario no son muy diferentes a los correspondientes en el mercado diario. Esta práctica es contraria al diseño del mercado intradiario como mercado de ajustes y podría ocasionar graves perjuicios al funcionamiento normal del mercado si fuese seguida de manera general por las unidades de adquisición de energía.

Cabe señalar que, durante el 2000 se han analizado actuaciones puntuales de algún agente que ha realizado operaciones coordinadas entre unidades de bombeo y de comercialización en los mercados diario e intradiario para aprovechar esta diferencia en la asignación de sobrecostes.

Tratamiento de los contratos bilaterales:

Un aspecto de gran importancia en el desarrollo del mercado de producción es la armonización del tratamiento de la contratación bilateral y la contratación en el mercado organizado. Actualmente son ejemplos de tratamiento asimétrico la garantía de potencia o la gestión de las interconexiones internacionales.

Gestión de las interconexiones internacionales:

La gestión de las interconexiones internacionales, particularmente en el caso de la interconexión Francia-España, no ha sido satisfactoria ante la ausencia de

procedimientos de asignación transparentes en el sistema francés y la carencia de un sistema coordinado entre ambos sistemas.

Procesos de medida:

La aplicación de la normativa sobre recogida y envío de medidas presenta un balance muy desfavorable, acumulándose retrasos cercanos al año en la liquidación definitiva, con medidas, de los procesos del mercado, así como retrasos en la instalación de los equipos acordes a la normativa vigente.

Por otra parte, como ya se ha indicado, la normativa vigente presenta grandes carencias en lo que se refiere a las especificaciones de los equipos para consumidores cuyo consumo anual sea inferior a 750 MWh.

A este respecto cabe señalar que la extensión de la elegibilidad en el 2003 a todos los clientes supone un reto importante, y que no se podrá conseguir satisfactoriamente si no se cumplen estrictamente los requisitos actuales y se hacen nuevos esfuerzos en este campo.

Separación efectiva de actividades reguladas y liberalizadas:

La separación efectiva de las actividades de los operadores de red y de los agentes que participan en el mercado de electricidad, dentro de un mismo grupo empresarial, es absolutamente clave para el desarrollo de un mercado eléctrico competitivo.

En este campo durante el año 2000 se está analizando la posible de coordinación de compras entre las empresas de distribución y comercialización de un agente del mercado.

Garantía de potencia:

La garantía de potencia como señal de instalación de nueva capacidad requiere una clara estabilidad en el tiempo, en contraste con las dos variaciones que ha sufrido su valor a lo largo del 2000.

Sobre las modificaciones introducidas por el RD Ley 6/2000 cabe destacar la ampliación de las horas mínimas anuales de funcionamiento de 100 a 480, cuyas

implicaciones para las centrales que desempeñan una función de reserva en el sistema son muy negativas, ya que su funcionamiento económico anual, especialmente en años húmedos, puede ser muy inferior al número de horas fijado.

Otro aspecto destacado en la nueva regulación de garantía de potencia es la distinción de los precios de garantía de potencia, que pagan los consumidores, en función de las tarifas de acceso contratadas. De esta manera se crean artificialmente en la liquidación del mercado mayorista precios distintos para el mismo producto en función del consumidor final para el que se adquiere la energía.