

DESCRIPCIÓN DEL FUNCIONAMIENTO DEL MIBEL

Noviembre de 2009

Trabajo realizado por el Consejo de Reguladores del MIBEL

**COMISIÓN DEL MERCADO DE VALORES MOBILIARIOS
ENTIDAD REGULADORA DE LOS SERVICIOS ENERGÉTICOS
COMISIÓN NACIONAL DEL MERCADO DE VALORES
COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA**

Este documento está preparado para impresión en frente y reverso / impresión a doble cara

CMVM

Av. Liberdade n.º 252

1056-801 Lisboa

Tel.: +35 213 177 000

Fax.: +35 213 537 077

e-mail: cmvm@cmvm.pt

www.cmvm.pt

CNMV

Miguel Ángel, 11

28010 Madrid

Tel.: +34 91 585 15 00

Fax.: +34 91 319 33 73

e-mail: cnmv@cnmv.es

www.cnmv.es

ERSE

Rua Dom Cristóvão da Gama n.º 1-3.º

1400-113 Lisboa

Tel.: +35 21 303 32 00

Fax: +35 21 303 32 01

e-mail: erse@erse.pt

www.erse.pt

CNE

Alcalá, 47

28014 Madrid

Teléfono: +34 91 432 96 00

Fax: +34 91 577 62 18

e-mail: cne@cne.es

www.cne.es

ÍNDICE

0	INTRODUCCIÓN	1
1	RESUMEN EJECUTIVO	5
2	ESTRUCTURA DE MERCADO	21
2.1	Estructura actual del mercado eléctrico	21
2.1.1	El mercado mayorista.....	22
2.1.1.1	Composición de la oferta	22
2.1.1.2	Oferta por segmento de mercado y tecnología.....	37
2.1.1.3	Composición de la demanda	45
2.1.2	El mercado minorista.....	52
2.1.2.1	Demanda a tarifa y en mercado libre.....	53
2.1.2.2	Demanda de energía por tipo de cliente final	62
2.1.2.3	Composición de la oferta de energía	65
2.2	Integración de las actividades de producción y comercialización.....	72
2.2.1	Estructura vertical y poder de mercado	72
2.2.1.1	Integración vertical y desarrollo de la competencia en el mercado minorista	72
2.2.1.2	El impacto de los contratos bilaterales intragrupo sobre el precio en el mercado spot organizado.....	76
2.2.1.3	Integración vertical y conducta estratégica en el mercado spot	79
2.2.2	La figura de operador dominante	81
2.3	Aplicación del mecanismo de los CMECs en Portugal	84
2.4	Efectos de la existencia de déficit tarifario en la estructura de mercado	88
3	MERCADO DIARIO E INTRADIARIO	95
3.1	Precio de casación.....	97
3.2	Separación de mercados	107
4	MERCADO A PLAZO	111
4.1	Origen del MIBEL - Acuerdos Ibéricos.....	111
4.1.1	Origen del mercado a plazo del MIBEL – Polo portugués	112
4.1.2	Caracterización del mercado a plazo – Marco actual	113
4.1.3	Funcionamiento del mercado.....	115
4.1.4	Caracterización de OMIP como entidad gestora del mercado a plazo – Marco actual	116
4.1.5	Caracterización de OMIClear como cámara de compensación, contraparte central y entidad gestora del sistema de liquidación del mercado a plazo – Marco actual.....	117
4.2	Liquidez.....	121
4.3	Productos y Miembros	122
5	MECANISMOS DE CONTRATACIÓN A PLAZO: SUBASTAS REGULADAS	131
5.1	Subastas obligatorias en el mercado a plazo	131
5.2	Mecanismo de Cesión de Capacidad (VPP).....	135
5.2.1	España	136
5.2.1.1	Normativa de aplicación	136
5.2.1.2	Objetivos de las Emisiones Primarias de Energía eléctrica.....	137

5.2.1.3	Características de las Emisiones Primarias de Energía eléctrica	138
5.2.1.4	Resultados de las Emisiones Primarias de Energía eléctrica	141
5.2.2	Portugal	147
5.2.2.1	Marco legal	147
5.2.2.2	Objetivos de las subastas de cesión de capacidad en Portugal	148
5.2.2.3	Características de las subastas de cesión de capacidad	149
5.2.2.4	Resultados de las subastas de cesión de capacidad	152
5.3	Subastas de Contratos de Energía para el Suministro de Último Recurso (Subastas CESUR)	157
5.3.1	Normativa de aplicación	157
5.3.2	Objetivos	158
5.3.3	Características de las subastas CESUR	158
5.3.4	Resultados de las subastas CESUR	160
6	MERCADOS DE SERVICIOS DE SISTEMA	167
6.1	Portugal	167
6.2	España	173
7	FINANCIACIÓN DE LOS OPERADORES DEL MERCADO	179
7.1	Financiación de OMEL - OMIE	179
7.2	Financiación de OMIP	184
8	INTERCONEXIONES	187
8.1	Capacidades Disponibles	187
8.2	Utilización	190
8.3	Incidencias	192
9	PARTICIPACIÓN DE LA PRODUCCIÓN EN RÉGIMEN ESPECIAL EN EL MERCADO	195
9.1	Portugal	195
9.2	España	200
10	DERECHOS DE EMISIÓN DE DIÓXIDO DE CARBONO	205
10.1	Portugal	206
10.2	España	207
11	COORDINACIÓN DE INDISPONIBILIDADES	209
11.1	Portugal	209
11.2	España	216
12	SUPERVISIÓN DE LOS MERCADOS	221
12.1	Marco de actuación de los poderes de supervisión de los reguladores	222
12.2	Coordinación de las autoridades de supervisión	229
13	TRABAJOS DE ARMONIZACIÓN REGULATORIA	235
13.1	Acciones de armonización regulatoria de la intervención exclusiva de los Gobiernos	235

13.1.1	Definición de los principios generales de organización y gestión de OMI y el respectivo modelo de implantación	235
13.1.2	Refuerzo de la coordinación entre operadores del sistema.....	236
13.2	Acciones de armonización regulatoria compartida por los Gobiernos y el Consejo de Reguladores.....	236
13.2.1	Definición de las reglas comunes para aumentar la competencia en el MIBEL	237
13.2.2	Incentivación de la liberalización y definición del plan de convergencia de las tarifas....	238
13.2.3	Armonización de los mecanismos de garantía de potencia.....	239
ÍNDICE DE FIGURAS		241
ÍNDICE DE TABLAS.....		245
ÍNDICE DE CUADROS		247

0 INTRODUCCIÓN

Han transcurrido diez años desde los primeros pasos dados por las Administraciones de Portugal y de España con objeto de compartir un camino común en la construcción del Mercado Ibérico de Electricidad (MIBEL), y esta cooperación ha resultado muy beneficiosa y fructífera, no sólo por su contribución a la existencia de un mercado de energía eléctrica a nivel ibérico, sino también a escala europea, como un paso significativo en la construcción del Mercado Interno de Energía.

En este recorrido de construcción continua, consecuente y perseverante de los Gobiernos de ambos países, destacan, entre otros, cuatro momentos, por el impulso que han otorgado a la creación del MIBEL: (i) la celebración, en noviembre de 2001, del Protocolo de colaboración entre las Administraciones española y portuguesa para la creación del Mercado Ibérico de Electricidad; (ii) la firma, en octubre de 2004 en Santiago de Compostela, del Convenio entre la República Portuguesa y el Reino de España; (iii) la XXII Cumbre Luso-Española de Badajoz, celebrada en noviembre de 2006 y, más recientemente, en enero de 2008, (iv) la firma en Braga del Convenio que revisa el Convenio mencionado anteriormente¹.

Por lo que se refiere a la celebración del Protocolo de colaboración entre las Administraciones española y portuguesa, representa un esfuerzo de convergencia, a nivel ibérico, que se materializa en beneficios para los consumidores de ambos países, dentro de un marco de garantía del acceso a todos los interesados en condiciones de igualdad, transparencia y objetividad.

Respecto a la firma del Convenio de Santiago de Compostela, constituye un instrumento fundamental para la creación de un marco estable que permita a los operadores de los sistemas eléctricos nacionales desarrollar su actividad en toda la Península Ibérica. Asimismo, en el marco del Acuerdo se establecen “Mecanismos de regulación, consulta y supervisión” en relación con los cuales se creó el Consejo de Reguladores, cuyas contribuciones engloban, entre otros, el seguimiento y desarrollo del MIBEL.

En cuanto a la XXII Cumbre Luso-Española de Badajoz, cabe destacar entre el conjunto de decisiones que se tomaron en dicha cumbre, el encargo a las Administraciones Nacionales de definir un Plan de Compatibilización Regulatoria, plan que fue firmado por los Gobiernos de ambos países en marzo de 2007, y cuya concreción conduce a desarrollos fundamentales para el despegue del mercado en la plenitud de la dimensión ibérica.

Por otra parte, durante la Cumbre de Braga se llevó a cabo la revisión del Convenio de Santiago, que profundiza y aclara algunas materias identificadas en el Plan de Compatibilización Regulatoria.

¹ Con posterioridad a los hitos aquí mencionados se ha celebrado, en enero de 2009, la cumbre luso-española de Zamora.

De entre el conjunto de acciones derivadas del Plan de Compatibilización Regulatoria que debe ser concretado por el Consejo de Reguladores destacan: (i) un mecanismo de garantía de potencia; (ii) una metodología para la determinación anual de los agentes que constaten la condición de operador dominante y (iii) una normalización de los procedimientos de cambio de comercializador.

El Consejo de Reguladores, en el ámbito de sus atribuciones, consideró oportuno describir el camino recorrido en el desarrollo del MIBEL. Para ello, decidió promover la elaboración de un estudio sobre la “Descripción del funcionamiento del MIBEL”, con objeto de poner a disposición de todos los interesados una descripción sistematizada sobre las acciones desarrolladas y sus resultados respectivos.

Este estudio tiene por objetivo la caracterización de la evolución del MIBEL a través de una perspectiva esencialmente analítica.

En este estudio, el Consejo de Reguladores aborda las cuestiones consideradas fundamentales para comprender la evolución que ha experimentado el mercado ibérico, de acuerdo con el siguiente esquema:

El capítulo 0, meramente introductorio, encuadra este documento en el marco de la estrecha colaboración desarrollada entre la República de Portugal y el Reino de España en materia de política energética en los últimos años.

El capítulo 1 se constituye como Resumen Ejecutivo.

El capítulo 2 realiza una descripción pormenorizada de la estructura de la oferta y la demanda en los segmentos mayorista y minorista del mercado, para sobre esta base plantear el análisis de algunas de las claves que explican (y resultan de) dicha estructura: el grado de integración vertical observado y su posible impacto sobre la existencia y potencial ejercicio del poder de mercado, así como las repercusiones del mecanismo de los llamados CMECs y la existencia del déficit de tarifa,

El capítulo 3 aborda los mercados diario e intradiario: tras plantear sus fundamentos normativos y de operación, se incide en la participación de las distintas tecnologías en la caracterización de la oferta y la forma en que se atiende la cobertura de la demanda, con especial atención a su impacto en la formación de precios en las zonas lusa e hispana, en las cuales el mercado ibérico se desdobra en presencia de congestión en la interconexión (aplicación del mecanismo de *market-splitting* o separación de mercados),

El capítulo 4 avanza varios pasos en el horizonte de negociación para reflejar las características, pautas de funcionamiento y resultados del mercado a plazo, en sus diferentes modalidades de contratación. Se presta particular atención al análisis y mutua influencia entre la liquidez esperada y observada en este mercado y los productos listados en él.

El capítulo 5 se centra en una vertiente específica de la contratación a plazo: las subastas reguladas; tanto aquellas integradas en el seno del polo portugués del MIBEL, como los mecanismos de cesión de

capacidad (VPPs en la literatura internacional) en España y Portugal y, por último, las destinadas a la cobertura de la demanda suministrada a precio regulado por los llamados comercializadores de último recurso.

El capítulo 6 ofrece el otro vértice temporal del mercado: el de los servicios de sistema o de balance (las denominaciones —y los conceptos— varían: regulación, reserva, banda, gestión de desvíos... entre otros), íntimamente ligados a la operación segura y fiable del sistema en plazos progresivamente más próximos al tiempo real,

El capítulo 7 plasma la forma de financiación de ambos polos del operador del mercado y la evolución de la misma y de los resultados a que ha dado lugar, desde la premisa del objetivo de la autofinanciación.

El capítulo 8 proporciona datos sobre la capacidad, grado e incidencias en la utilización de las infraestructuras de interconexión entre ambos países, y aborda la necesidad del refuerzo de la misma con el objetivo último de lograr la desaparición de las congestiones estructurales.

El capítulo 9 plantea una serie de pautas para la progresiva incorporación al mercado, con carácter general, de la generación en régimen especial, elemento fundamental para afrontar con garantías y plena eficiencia económica los compromisos adoptados en materia de desarrollo de fuentes de energías renovables,

Estrechamente relacionado con el anterior, el capítulo 10 plantea la forma en que los dos países aceptan, en relación con el sector productor de energía eléctrica, el desafío que representa asumir una pauta cada vez más exigente de reducción de emisiones de CO₂.

El capítulo 11 se centra en la forma en que las indisponibilidades, ya sean programadas o sobrevenidas, de los elementos medulares del sistema eléctrico (grandes plantas de generación e infraestructuras de interconexión y transporte, principalmente) son planeadas, comunicadas, monitorizadas y, en su caso, debidamente difundidas.

El capítulo 12 pasa revista a los poderes y obligaciones de los organismos reguladores en el desempeño de su cometido de supervisión como garantes del correcto funcionamiento del mercado, con especial atención a los mecanismos de coordinación entre sí, con los Gobiernos y con las autoridades de la competencia.

Por último, el capítulo 13 enumera los principales trabajos desarrollados, encaminados hacia la consecución de una mayor convergencia en la regulación eléctrica de ambos países, y la obtención así de un terreno de juego nivelado para todas las partes involucradas en la culminación del MIBEL.

1 RESUMEN EJECUTIVO

CAPÍTULO 2: ESTRUCTURA DE MERCADO

Mercado mayorista.-

1. Durante los últimos años la estructura del mercado mayorista en España y Portugal ha mostrado una evolución hacia un menor grado de concentración horizontal, aun cuando siguen existiendo importantes diferencias entre las estructuras de los dos mercados. Así lo confirma el análisis de las cuotas de mercado y de los índices de concentración de la oferta de generación, tanto en términos de energía producida como de potencia instalada. En ambos países esta tendencia está relacionada, principalmente, con la entrada de nuevos agentes en la generación de Régimen Especial, así como, en menor medida, con la construcción de nuevos ciclos combinados de gas por parte de agentes distintos de los incumbentes.

Mercado minorista.-

2. El mercado minorista presenta un mayor nivel de concentración, relacionado en parte con la integración entre distribución y comercialización de los operadores incumbentes, que ha facilitado históricamente la permanencia de los clientes con las comercializadoras del mismo grupo empresarial. Asimismo, el desarrollo de la comercialización y la entrada de nuevos competidores se han visto limitados, en los últimos años, por el problema del déficit tarifario, generando un retroceso de la participación de los consumidores en el mercado libre.
3. En España esta situación se está corrigiendo como consecuencia de los recientes desarrollos reglamentarios, y en julio de 2009 el volumen de energía negociado en el mercado libre se situaba en torno al 60% de la demanda total. En Portugal el proceso de liberalización ha sido más lento, aunque se está acelerando en los últimos meses (el mercado libre ha superado el 27% de la demanda total en julio de 2009).

Integración vertical.-

4. Los grupos verticalmente integrados tienen una importancia creciente en el MIBEL y sus filiales de comercialización se abastecen en un porcentaje muy significativo, en el entorno del 60-80%, de los generadores asociados. Desde una perspectiva de competencia esta situación no es problemática, en la medida en que los mercados *spot* y a plazo tengan

suficiente liquidez y facilidad de acceso para garantizar que los agentes independientes puedan aprovisionarse de energía en las mismas condiciones que los operadores verticalmente integrados.

5. Sin embargo, las condiciones de desarrollo incipiente del MIBEL, sobre todo en la dimensión de la contratación a plazo, no parecen garantizar todavía que se cumpla la igualdad de condiciones de aprovisionamiento entre todo tipo de operadores. Surge, en particular, la preocupación de que el fuerte grado de integración vertical de la estructura de mercado existente pueda dificultar la entrada estable y sostenible de agentes independientes, mermando, así, la competencia efectiva en los mercados, mayoristas y minoristas.
6. La Propuesta de 2008 del Consejo de Reguladores del MIBEL sobre “Definición del Concepto de Operador Dominante. Metodología y Aplicaciones” propone la ampliación de este concepto, en el ámbito del MIBEL, para tener en cuenta, además de la producción, la actividad de suministro en el mercado minorista, con el objetivo de contribuir a minimizar el riesgo de ejercicio de poder de mercado por parte de los agentes verticalmente integrados.

El mecanismo de los CMEC en Portugal.-

7. Antes de la entrada en mercado el 1 de julio de 2007, la mayoría de los productores en régimen ordinario en Portugal se encontraban bajo la vigencia de los contratos a largo plazo (CAE). Estos contratos tuvieron que ser cesados para concretar un modelo de mercado. Por ello, se suprimió una parte substancial de esos contratos, creándose para tal fin, un mecanismo de mantenimiento del equilibrio contractual (CMEC) que asegura el cumplimiento de las obligaciones mutuas de los CAE sin impedir la participación en el mercado de las respectivas centrales. Ante la existencia de ese mecanismo, es importante analizar si el mismo tiene un impacto negativo sobre el funcionamiento competitivo del mercado y, en particular, en la formación del precio, sobre todo cuando un agente posee centrales, para las cuales existe CMEC al mismo tiempo que otras que se encuentran en el mercado sin ese mecanismo.

CAPÍTULO 3: MERCADO DIARIO E INTRADIARIO

Mercado diario.-

8. El mercado diario ha constituido el punto de encuentro de oferta y demanda de forma fiable y representativa desde el 1 de enero de 1998, para el sistema español, y desde el 1 de julio de 2007, también para el portugués. En los primeros 18 meses de funcionamiento del mecanismo de separación de mercados, el volumen de contratación ha excedido para el conjunto del sistema ibérico los 374,4 TWh, por un importe superior (incluida la renta de congestión) a los 22.059 millones de Euros.
9. El spread medio de precios horarios España-Portugal se ha ido reduciendo progresivamente desde 2007, cuando superó los 10 €/MWh, hasta situarse por debajo de 1 €/MWh en el primer semestre de 2009. La existencia de entre 16 y 20 GW de potencia nuclear y de régimen especial renovable a mercado en España, no presentes en la curva de oferta de la zona portuguesa, provoca que, fundamentalmente en las horas valle, predomine el flujo de energía de España a Portugal.
10. Durante el año 2008, el precio en España fue de 64,4 €/MWh y en Portugal de 69,9 €/MWh. Estos precios se han situado en un valor medio de los mercados de nuestro entorno, si bien con menores variaciones que el resto de mercados.

Mercado intradiario.-

11. El mercado ibérico intradiario es un mercado de ajustes; otorga una gran flexibilidad a la operación y optimización del portfolio de los agentes en una serie de horizontes temporales sucesivos, y ofrece las mismas garantías, en términos de transparencia y posibilidades de supervisión, que el mercado diario.

Separación de mercados.-

12. El método aplicado desde el 1 de julio de 2007 en la gestión conjunta de la interconexión Portugal-España consiste en un mecanismo de separación de mercados (*market splitting*) en el horizonte diario que permite agotar toda la capacidad disponible en condiciones de seguridad. Las congestiones surgidas tras la programación, cuando las asignaciones son ya firmes, son resueltas mediante Acciones Coordinadas de Balance entre ambos TSOs.

CAPÍTULO 4: MERCADO A PLAZO

Mercado a Plazo.–

13. El mercado a plazo del MIBEL, con funcionamiento en Portugal, inició su actividad el 3 de julio de 2006, asumiendo, actualmente, el estatus de mercado regulado. La gestión del mercado es de responsabilidad de OMIP – Operador del Mercado Ibérico de Energía (Polo Portugués), SGMR, S.A., y OMIClear – Sociedad de Compensación de Mercados de Energía, S.G.C.C.C.C., S.A., desempeña las funciones de cámara de compensación, contraparte central y entidad gestora del sistema de liquidación. El 31 de marzo de 2009, el mercado tenía 30 entidades admitidas como miembros negociadores, 14 miembros compensadores y 24 agentes de liquidación.

Contratos admitidos.–

14. Se encuentran disponibles para negociación tres tipos de contratos: Futuros, Forwards y Swaps. Los contratos de Futuros admiten liquidación financiera o física, los contratos Forward tienen naturaleza física y los contratos Swap tienen naturaleza financiera. Los contratos de Futuros se admiten a negociación en el mercado, pudiéndose también registrar como futuros en la plataforma, a efectos de compensación, las transacciones realizadas fuera de mercado (OTC). En el caso de los contratos Forward y Swap, introducidos el 2 de marzo de 2009, de momento sólo se pueden registrar, a efectos de compensación, transacciones OTC. Todos los contratos actualmente existentes son contratos Carga Base. El subyacente de los contratos es el precio spot del área española del MIBEL (SPEL), si bien a partir del 1 de julio de 2009 es posible la negociación de los contratos de Futuros que tienen como subyacente el precio spot del área portuguesa del MIBEL (PTEL), con liquidación exclusivamente financiera.

Negociación.–

15. Para el periodo comprendido entre julio de 2006 y marzo de 2009, en lo que respecta a la negociación de contratos Forward y Swap, sólo se registraron 15 contratos Swap SWB Yr-10 y 10 contratos Swap Q3-09. En términos de contratos de Futuros, se negociaron, en el mismo periodo, 58.901 GWh, de los cuales tres cuartas partes corresponden a subastas y el resto a negociación en continuo. Se aprecia un incremento de la negociación, sobre todo a partir del final del último trimestre de 2008, debido al aumento de la negociación en continuo. A pesar de que, para todo el periodo considerado, la negociación en subasta es más significativa, está perdiendo representatividad

paulatinamente, resultando menos de la mitad de la negociación total en el mercado durante el primer trimestre de 2009. En cuanto a la negociación OTC, se registraron en ese mismo periodo 20.413 GWh, representando un 26% del total de la energía negociada (en mercado y fuera de mercado). Se constata un aumento considerable en el registro de operaciones OTC desde el último trimestre de 2008, debido a la turbulencia de los mercados financieros y al inicio de la actividad por parte de un intermediario de operaciones bilaterales (desde el 13 de octubre de 2008).

16. La actuación de los miembros del mercado está marcada por la fuerte participación de las entidades del sector eléctrico, debido a las características del propio mercado, estando la negociación en continuo y en subastas fuertemente concentrada en un número reducido de entidades. En lo que respecta al tipo de liquidación más utilizada en el mercado a plazo del MIBEL, considerando las distintas modalidades de negociación, se constata que es la modalidad financiera, habiendo ganado peso a lo largo del periodo considerado. La liquidación física es más representativa por el lado de la compra que por el de la venta, debido a la obligatoriedad de compra en las subastas de OMIP por parte de los comercializadores de último recurso.

CAPÍTULO 5: SUBASTAS REGULADAS

17. La realización de subastas con cantidades de adquisición obligatoria para los distribuidores españoles y el comercializador de último recurso portugués ha sido la base de la liquidez del mercado a plazo gestionado por OMIP, a pesar de haberse registrado una tendencia de aumento de la negociación en continuo y, sobre todo, del registro de operaciones OTC. Entre julio de 2006 y marzo de 2009, cerca del 74% del total de la energía negociada en el mercado a plazo del MIBEL correspondió a la negociación en subastas obligatorias.
18. El "Plan para compatibilizar la regulación del sector energético entre España y Portugal", firmado en Lisboa el 8 de marzo de 2007, establece como uno de sus objetivos la reducción del poder de mercado a través de la realización de subastas de capacidad virtual. En este contexto se han celebrado un total de siete emisiones primarias de energía (subastas EPE) en el mercado español, en el periodo comprendido entre junio de

2007 y marzo de 2009, en las que las compañías Endesa e Iberdrola estaban obligadas a participar como subastadores (al 50%) y cuatro subastas de capacidad virtual en el mercado portugués, en el periodo comprendido entre junio de 2007 y marzo de 2008, en las que REN actuó como subastador en las dos primeras subastas, sumándose a dicha compañía EDP (ambas al 50%) en el caso de la tercera y cuarta subastas. La potencia total cedida en el ámbito del MIBEL, a través de estas subastas, ascendió a 17.480 MW, de los cuales el 90% (15.730 MW) corresponde a la potencia cedida a través de la siete subastas EPE celebradas en España y el 10% restante a las cuatro subastas de capacidad virtual celebradas en Portugal. En términos de energía, a través de las subastas celebradas en el conjunto del MIBEL se habrían puesto a disposición de los agentes (en el supuesto de que se ejerciera el 100% de las opciones adjudicadas) 95.196 GWh, de los cuales el 96,2% (91.574 GWh) habrían correspondido a las siete subastas EPE españolas y el 3,8% (3.622 GWh) restante a las cuatro subastas de capacidad virtual portuguesas.

19. El Convenio firmado en Braga, el 18 de enero de 2008, recoge el compromiso de las Partes (Reino de España y República portuguesa) de establecer subastas de adquisición de energía, físicas o financieras, por parte de los suministradores de último recurso. La Orden ITC/400/2007, regula las subastas a través de las cuales los distribuidores (los comercializadores de último recurso desde el 1 de julio de 2009) firmarán contratos bilaterales para el suministro a tarifa en el territorio peninsular (subastas CESUR). Con esta modalidad de contratación se facilita un mecanismo automático de determinación de las tarifas de último recurso, incorporando los precios de la subasta para contratos con periodo de ejecución coincidente con el periodo de vigencia de las tarifas. La participación de los comercializadores de último recurso en estas subastas pasó a ser voluntaria desde la subasta con entrega de energía a partir del 1 de julio de 2009 en adelante.

CAPÍTULO 6: MERCADOS DE SERVICIOS DE SISTEMA

Portugal.-

20. Los servicios de sistema se dividen en (1) *obligatorios*, que no son remunerados y engloban la regulación de la tensión, de la frecuencia y el mantenimiento de la

estabilidad, y (2) *complementarios*, como la compensación síncrona y estática, la reserva de regulación, la regulación secundaria, la interrumpibilidad rápida, el arranque autónomo y el telearranque, que sí son susceptibles de retribución, si bien en la actualidad sólo la regulación secundaria y la reserva de regulación se remuneran bajo la forma de mercado competitivo — los restantes servicios complementarios pueden ser objeto de contratación bilateral. Existe además un proceso de *resolución de restricciones técnicas*, basado en mecanismos de mercado.

21. En 2008, la reserva de regulación y la regulación secundaria supusieron cerca del 6% y del 3%, respectivamente, de la energía negociada en Portugal; el precio medio ponderado de la banda de secundaria osciló entre 16 y 26 €/MW.

España.-

22. Los servicios de ajuste del sistema constan de: (1) proceso de *resolución de restricciones técnicas*; (2) la *gestión de los desvíos*; y (3) los *servicios complementarios*, que engloban a su vez (3a) los asociados a la *regulación frecuencia-potencia* (reserva primaria, secundaria y terciaria), (3b) el *control de tensión* de la red de transporte, y (3c) la *reposición del servicio*.
23. La resolución de restricciones técnicas se gestiona mediante mecanismos de mercado, en tres niveles: (1a) las asociadas al programa diario base de funcionamiento o PDBF, (1b) las que surgen tras los mercados intradiarios, y (1c) las afrontadas en tiempo real. La gestión de desvíos es liquidada mediante un sistema competitivo de precio dual. Dentro de los servicios complementarios, la reserva primaria tiene carácter obligatorio y no retribuido; la secundaria es un servicio potestativo retribuido marginalmente; la terciaria es de oferta obligatoria, y también retribuida a precio marginal; el control de tensión consta de dos partes: una voluntaria, reglamentariamente retribuida, y otra no retribuida y obligatoria para todos los proveedores del servicio; por último, la forma de retribución de la reposición del servicio está aún pendiente de desarrollo reglamentario.
24. En 2008, el impacto medio en el sistema peninsular español del conjunto de los servicios de ajuste fue de cerca de 2,6 Eur/MWh, en un año en que los precios medios ponderados mensuales del mercado diario oscilaron entre los 57 y los 74 Eur/MWh, aproximadamente.

CAPÍTULO 7: FINANCIACIÓN DE LOS OPERADORES DEL MERCADO

25. El Convenio de Santiago de Compostela prevé la autofinanciación de los operadores del mercado como uno de sus principios orientadores; sin embargo, se prevé un periodo inicial de transición en el que la financiación del operador del mercado ibérico polo portugués (OMIP) y del operador del mercado ibérico polo español (OMIE) pueda ser complementado por las tarifas.

OMIE.-

26. Hasta el 1 de julio de 2009 han sido los consumidores españoles, a través de sus tarifas de acceso e integrales, quienes han financiado la actividad de OMIE. No obstante, a partir del 1 de julio de 2009 la financiación de la actividad del Operador del Mercado se cubrirá, en todo o en parte, a través de los precios que cobre a los sujetos generadores del mercado, tanto del régimen ordinario como del régimen especial, que actúen en el ámbito del MIBEL de acuerdo con la normativa vigente. En el periodo 2005-2008, los ingresos de OMIE con cargo a las tarifas de acceso o integrales han oscilado entre los 10 y los 11 millones de euros, con un resultado neto de entre 500 y 800 miles de euros, aproximadamente.

OMIP-OMIClear.-

27. En conformidad con lo establecido en el Convenio de Santiago, el *Despacho* nº 4673/2005 (2ª Serie), establece que “la sostenibilidad de OMIP y deOMIClear, en cuanto entidades del sector eléctrico encargadas del funcionamiento y gestión del mercado de electricidad a plazo, será apoyada por el sistema eléctrico, a través de una tarifa de uso global del sistema”. El Convenio también prevé, para asegurar un nivel de liquidez que permita la viabilidad del mercado a plazo y estimule un ambiente competitivo, la obligatoriedad de que Portugal y España establezcan, durante un periodo transitorio, “un porcentaje mínimo de energía que los comercializadores regulados deberán comprar en el mercado a plazo gestionado por OMIP”.
28. Cabe destacar que la remuneración de OMIP-OMIClear proviene de las comisiones: (i) de admisión y mantenimiento, (ii) sobre transacciones, (iii) por el uso de las plataformas de mercado, (iv) por la redifusión de la información de mercado, (v) por las tecnologías de

acceso a los sistemas de negociación y de compensación, (vi) por acciones de formación organizadas por OMIP y por OMIClear; y (vii) por la realización de exámenes de certificación de responsables.

29. Para el periodo comprendido entre enero de 2007 y diciembre de 2008, se constata que los ingresos obtenidos dependen en gran medida de las comisiones cobradas por las transacciones resultantes de las adquisiciones obligatorias en subasta y de la subvención por la tarifa.

CAPÍTULO 8: INTERCONEXIONES

Capacidades disponibles.-

30. En la actualidad, la capacidad máxima de intercambio comercial en punta entre las dos zonas del MIBEL ronda los 1.600 MW en sentido de España a Portugal y unos 1.300 MW en el sentido contrario. La expectativa es doblar aproximadamente dichas capacidades para el horizonte 2014, logrando una capacidad disponible próxima a los 3.000 MW en ambos sentidos, lo cual debería permitir que el grado de congestión estructural que afecta a la interconexión se redujera de forma significativa. Para la realización de esta ampliación, resulta fundamental la puesta en servicio de dos nuevos corredores de 400 kV, en el norte y en el sur de la frontera, respectivamente.
31. Por otra parte, y más allá de la consecución de los planes de desarrollo de interconexiones y de los refuerzos domésticos que hacen posible su operación, es asimismo ineludible adoptar aquellas medidas orientadas a imbuir a la sociedad de una mayor conciencia sobre la importancia que la construcción de nuevas infraestructuras energéticas reviste para la consolidación de un grado de bienestar que la mayor parte de la población parece dar por sentado. Esto es particularmente relevante en lo que atañe a la función vertebradora que para el sistema tienen las líneas de transporte, y muy especialmente las que sirven de conexión internacional.

Utilización.-

32. El grado de utilización observado en la interconexión entre las dos zonas del MIBEL ha sido históricamente elevado, y desde la entrada en vigor del mecanismo de *market splitting* podría decirse que la ocupación viene siendo prácticamente plena. Ahora bien,

aun cuando el nivel de utilización de las líneas que unen los dos países pueda calificarse como satisfactorio, éste es un dato que ha de relativizarse en función del valor total de capacidad disponible para fines comerciales. Así, destaca el significativo número de horas en que la interconexión Portugal-España se encuentra congestionada, a pesar de la evolución positiva registrada en los valores de capacidad ofrecida y de que ésta sea una de las interconexiones europeas con mayor valor relativo respecto a los consumos que interconecta.

Incidencias.-

33. De la consideración de las incidencias registradas desde julio de 2007, parece desprenderse que, al menos en parte, las causas de estas anomalías no deben buscarse en el estado o la operación de las infraestructuras, sino en asuntos relacionados con el diseño del mercado mayorista, que pueden tener un impacto negativo en los márgenes de cobertura de la demanda e incidir por tanto en una restricción de la capacidad de exportación del país inicialmente exportador por razones de seguridad de suministro doméstico.

CAPÍTULO 9: PARTICIPACIÓN DE LA PRODUCCIÓN EN RÉGIMEN ESPECIAL EN EL MERCADO

34. La generación de electricidad en régimen especial es ya una pieza clave del *mix* de producción ibérico, imprescindible para compatibilizar la liberalización de la producción de electricidad con las metas que, en materia protección del medio ambiente y eficiencia e independencia energética, el conjunto de la sociedad actual se ha trazado. Ahora bien, al régimen especial no debe pedírsele ya únicamente una aportación en energía, sino también en potencia disponible, así como una contribución decidida al desarrollo del mercado y a la operación segura del sistema.

Portugal.-

35. La producción en régimen especial (PRE) ha tenido una evolución muy significativa en los últimos años, suponiendo en 2008 cerca del 23% del total en el sistema continental. El comercializador de último recurso (CUR) tiene la obligación de comprar toda la energía producida por la PRE, bien (1) al precio que resulta de la aplicación de las tarifas publicadas por el Gobierno, basadas en una lógica de costes evitados, bien (2) al precio que resulte de las propuestas presentadas a los concursos de asignación de puntos de

interconexión para instalaciones de energía eólica y biomasa. La producción en régimen especial no aparece explícitamente en el mercado, pero tiene influencia en el precio máximo de venta inferior o igual al precio mínimo de compra, ya que afecta al volumen de oferta de compra del CUR.

España.-

36. La normativa aplicable, que hasta 2002 sólo contemplaba incentivos de acceso al mercado para la cogeneración, desde 2004 apuesta decididamente por la incorporación del régimen especial al sistema general de ofertas. El pronunciado incremento de los precios de la energía en Europa en los años 2005 y 2006 supuso un vuelco en el traspaso de la generación eólica del esquema de tarifa al de mercado + incentivo. Queda no obstante un importante recorrido para esta política, pues el acceso al mercado de otras tecnologías es todavía modesto, e incluso en ocasiones no es contemplado aún por la regulación (como es el caso de la solar fotovoltaica). Por otro lado, es sumamente importante que el incentivo añadido al precio de mercado esté vinculado al mismo, mediante un esquema de techos y suelos a la retribución total que permita un pacto de reparto de riesgos entre la sociedad y el productor en régimen especial.

CAPÍTULO 10: DERECHOS DE EMISIÓN DE DIÓXIDO DE CARBONO

37. La consideración que en el ámbito del MIBEL reciba el tratamiento de los derechos de emisión de CO₂ vinculados a la producción de energía eléctrica debe estar necesariamente alineada con la nueva Directiva 2009/29/CE del Parlamento y del Consejo, de 23 de abril de 2009, por la que se modifica la Directiva 2003/87/CE, para perfeccionar y ampliar el régimen comunitario de comercio de derechos de emisión de gases de efecto invernadero. Uno de los aspectos clave de dicha Directiva pasa por la exclusión del sector eléctrico de la asignación gratuita de derechos de emisión en el periodo post-2012, los cuales deberá adquirir íntegramente mediante subasta. Esta decisión se basa en la capacidad reconocida al sector eléctrico de repercutir el sobrecoste introducido por la compra de derechos de emisión.

Portugal.-

38. La política nacional lusa para el cambio climático se basa en tres pilares principales: (1) el Programa Nacional para el Cambio Climático, (2) la participación en el Comercio Europeo

de Derechos de Emisión de CO₂, y (3) la inversión en mecanismos de flexibilidad del Protocolo de Kioto, con especial atención a los Mecanismos de Desarrollo Limpio (MDL).

39. La estrategia de las empresas de gestión de los derechos de CO₂ depende del régimen en que se encuentra la central: (1) para las centrales sujetas a CMEC, se acordó que los consumidores pagarían los costes de CO₂; (2) las centrales en régimen de mercado deben reflejar el coste del CO₂ en el precio de la energía vendida en la forma que consideren más adecuada, también según criterios de mercado, y (3) para las centrales de Turbogás, Tejo energía y de las regiones autónomas de las Azores y Madeira, la ERSE ha aprobado un mecanismo de incentivos a la gestión eficiente de los derechos de emisión de CO₂.

España.-

40. La legislación española ha anticipado en seis años, en lo que atañe al sector eléctrico, los principios inspiradores de la nueva Directiva, para así evitar el impacto que el consumidor sufriría por la repercusión de los derechos de emisión asignados gratuitamente en el precio de la electricidad. La cantidad por la que se minora la retribución de las instalaciones de producción es equivalente a los ingresos sobrevenidos o *windfall profits* obtenidos por la internalización en las ofertas de venta del coste de los derechos de emisión asignados gratuitamente.

CAPÍTULO 11: COORDINACIÓN DE INDISPONIBILIDADES

Portugal.-

41. Las disposiciones relativas a la coordinación de indisponibilidades están contenidas en el Capítulo VI del Reglamento de Operación de Redes, y en los Capítulos VI y VII del Manual de Procedimientos del Gestor del Sistema, ambos aprobados por la ERSE. La coordinación de las indisponibilidades se basa en dos fases: Plan anual de indisponibilidades del Sistema Eléctrico Nacional (SEN), y Plan semanal de indisponibilidades.
42. El Gestor del Sistema (GS) ofrece en su página web una sección dedicada a la divulgación ([Electricidad >> Centro de información](#)), donde puede encontrarse un

conjunto diverso de datos, relacionados, entre otros, con los aspectos técnicos y de explotación, así como susceptibles de influir de forma relevante sobre el funcionamiento o en la fijación de los precios del mercado. Esta información incluye los principales indicadores de consumo, cuotas de producción y calidad del servicio, así como datos sobre el equipamiento de generación y transporte, principalmente en relación con las indisponibilidades acaecidas. La comunicación de estos aspectos al GS debe ser inmediata, y su divulgación, rápida y no discriminatoria.

España.-

43. La necesaria coordinación en materia de planificación, comunicación y publicación de indisponibilidades del parque productor entre el Operador del Sistema (OS) y los titulares de las unidades de producción se desarrolla a través de varios Procedimientos de Operación (POs), aprobados por Resolución de la Secretaría General de Energía, entre ellos el PO 2.5, “Planes de mantenimiento de las unidades de producción”, y el PO 3.6, “Comunicación y tratamiento de las indisponibilidades de las unidades de producción”. La planificación se realiza en base anual móvil, y es objeto de revisiones trimestrales, mensuales y semanales, sujetas a actualizaciones diarias hasta el día previo a la programación.

44. La potencia de generación disponible e indisponible es parte relevante de la información que de forma cotidiana el OS pone a disposición de los agentes y del público en general en su página <http://www.esios.ree.es/web-publica/>.

CAPÍTULO 12: SUPERVISIÓN DE LOS MERCADOS

Coordinación de las autoridades de supervisión.-

45. El Convenio de Santiago establece que “la supervisión de los mercados definidos en el MIBEL se realizará por las entidades de supervisión de la Parte en la que éstos se constituyan, de acuerdo con la legislación de cada Parte en esta materia.” Pero la necesaria interrelación entre el mercado *spot* y el mercado a plazo requiere el ejercicio conjunto de la actividad de supervisión, y no se concilia con la mera división de las competencias entre las diversas autoridades: implica necesariamente el uso compartido de información, a veces no pública, gracias a un esquema de reciprocidad.

Aprobación de la reglas del mercado.-

46. Las reglas dictadas por las entidades gestoras de mercados y sistemas deben ser analizadas por el Consejo de Reguladores del MIBEL (CR MIBEL), mediante la emisión de una opinión previa no vinculante. Las reglas que afectan a la fisonomía y a la naturaleza del mercado o los sistemas (*reglas de nivel 3*) se reservan para ser vistas en reunión presencial del CR MIBEL; las otras materias, referentes a reglas de naturaleza meramente operacional, técnica o de detalle (*reglas de nivel 1 y 2*) son objeto del procedimiento expedito de no objeción (*fast track procedure*).

Articulación de los Gobiernos y el CR MIBEL.-

47. En sus comunicaciones con los Gobiernos de España y Portugal, los entes que forman el CR MIBEL actuarán siempre de forma coordinada y conjunta, mediante carta o circular suscrita o autorizada por los cuatro miembros al más alto nivel de representación. El desarrollo ulterior de este esquema ha de tener en cuenta la asimetría de poderes entre los reguladores sectoriales energéticos español y portugués; existen situaciones en que el interlocutor natural de la ERSE es el Ministerio español. Aun en dichos casos, y especialmente en ellos, los miembros del CR MIBEL confirman su compromiso de actuar de forma coordinada y conjunta al dirigirse a los poderes ejecutivos de ambas naciones.

Coordinación con las autoridades de defensa de la competencia.-

48. El marco legal es similar en ambos países, pues en los dos se han creado sendas autoridades transversales para la defensa de la competencia. El regulador sectorial debe informar a la autoridad de la competencia de las prácticas contrarias al desarrollo de la competencia en los sectores regulados, así como de los cambios en el marco normativo; la autoridad de la competencia debe consultar con carácter previo, pero no vinculante, al regulador sectorial sobre las operaciones de concentración en sectores regulados y las sanciones a las empresas activas en dichos sectores.

CAPÍTULO 13: TRABAJOS DE ARMONIZACIÓN REGULATORIA

49. Basándose en el Plan de Compatibilización Regulatoria, los Gobiernos identificaron un conjunto de acciones destinadas a profundizar en la integración de los mercados energéticos, algunas de ellas situadas en la esfera de la intervención exclusiva de los Gobiernos y otras cuyo desarrollo es responsabilidad compartida por los Gobiernos y el Consejo de Reguladores del MIBEL (CR MIBEL).
50. **Las acciones de armonización regulatoria de intervención exclusiva de los Gobiernos** se centran en dos áreas: (i) la definición de los principios generales de organización y gestión del OMI y (ii) el refuerzo de la articulación entre los operadores del sistema, en aspectos relacionados con el intercambio de participaciones REE/REN o el refuerzo de las interconexiones entre Portugal y España, entre otros.
51. **Las acciones de armonización regulatoria compartidas por los Gobiernos y el CR MIBEL**, se centran en las siguientes áreas: (i) la definición de las reglas comunes para aumentar la competencia en el MIBEL; (ii) la incentivación de la liberalización y la definición del plan de convergencia de las tarifas; (iii) la implantación de un mecanismo de gestión de las interconexiones; y (iv) la normalización de los mecanismos de garantía de potencia.

2 ESTRUCTURA DE MERCADO

2.1 ESTRUCTURA ACTUAL DEL MERCADO ELÉCTRICO

La organización estructural del mercado eléctrico refleja la organización del propio sector, derivada principalmente del proceso de liberalización común en Europa. En este sentido, la estructura organizativa refleja la existencia de una cadena vertical de actividades que, esencialmente, se puede caracterizar en tres vertientes fundamentales:

- Producción de energía;
- Transporte y distribución;
- Comercialización.

Las actividades de transporte y distribución de energía eléctrica se basan en la existencia de redes que transportan esta energía desde el lugar de producción hasta cada una de las instalaciones consumidoras, siendo consideradas monopolios naturales en función del tipo de inversión y operación que requieren. Desde el punto de vista de la teoría económica, se sostiene que es económicamente más eficaz el mantenimiento de una estructura monopolista en estas actividades que su apertura a mecanismos de competencia.

Los monopolios naturales subyacentes a las actividades de transporte y distribución de energía eléctrica están sujetos a regulación, la cual ha establecido el principio de libre acceso de terceros mediante el pago de una tarifa regulada.

La producción y comercialización de energía eléctrica están abiertas a la competencia, justificándose económicamente por la introducción de una mayor eficacia en la gestión y la explotación de los recursos atribuidos a estas actividades. La actividad de producción de energía eléctrica en régimen de mercado está asociada a un mercado mayorista, en el que los productores garantizan su puesta a disposición y los agentes compradores pueden adquirirla, ya sea para satisfacer la cartera de suministros a clientes finales, ya sea para consumo propio. La actividad de comercialización está asociada a un mercado minorista, en el que los agentes comercializadores compiten para garantizar el suministro a los clientes finales.

En las secciones siguientes se describe la estructura del mercado eléctrico ibérico, caracterizando las dos actividades abiertas a la competencia: producción (mercado mayorista) y comercialización (mercado minorista).

2.1.1 EL MERCADO MAYORISTA

El funcionamiento del mercado mayorista de energía eléctrica, en el marco actual de desarrollo del MIBEL, se basa en la existencia de un conjunto de modalidades de contratación que se complementan entre sí. Estas modalidades reflejan las especificidades de funcionamiento del sector eléctrico, principalmente el hecho de tratarse de un sector que funciona en régimen de equilibrio simultáneo de producción y consumo y que, por esa razón, no admite el arbitraje temporal que se da en otros mercados. De esta forma, el mercado mayorista del MIBEL comprende actualmente:

- Un mercado de contratación a plazo (OMIP), en el que se establecen compromisos futuros de producción y compra de energía eléctrica. Este mercado puede efectuar una liquidación física (entrega de la energía) o una liquidación financiera (compensación de los valores monetarios subyacentes a la negociación).
- Un mercado de contratación de contado (OMEL), con un componente de contratación diaria y un componente de ajustes intradiarios (mercados intradiarios), en el que se establecen programas de venta (producción) y de compra de electricidad para el día siguiente al de la negociación.
- Un mercado de servicios de sistema que efectúa el ajuste de equilibrio de la producción y del consumo de energía eléctrica y que funciona en tiempo real.
- Un mercado de contratación bilateral, en el que los agentes contratan para los diversos horizontes temporales la compraventa de energía eléctrica.

2.1.1.1 COMPOSICIÓN DE LA OFERTA

ESPAÑA

Durante el periodo 2006-2008 en España se ha registrado un crecimiento significativo de la potencia de generación eléctrica instalada, pasando de 80.544 MW en 2006 a 89.944 MW a finales de 2008. Este aumento está principalmente relacionado con la construcción de nueva potencia de Régimen Especial, que se ha incrementado en un 30,4%, desde 21.571 MW en 2006 a 28.127 MW en 2008, y, aunque en menor medida, con la entrada en funcionamiento de nuevas centrales de ciclo combinado de gas en el Régimen Ordinario, cuya potencia ha aumentado en un 4,8% desde 58.973 MW en 2006 a 61.817 MW en 2008.

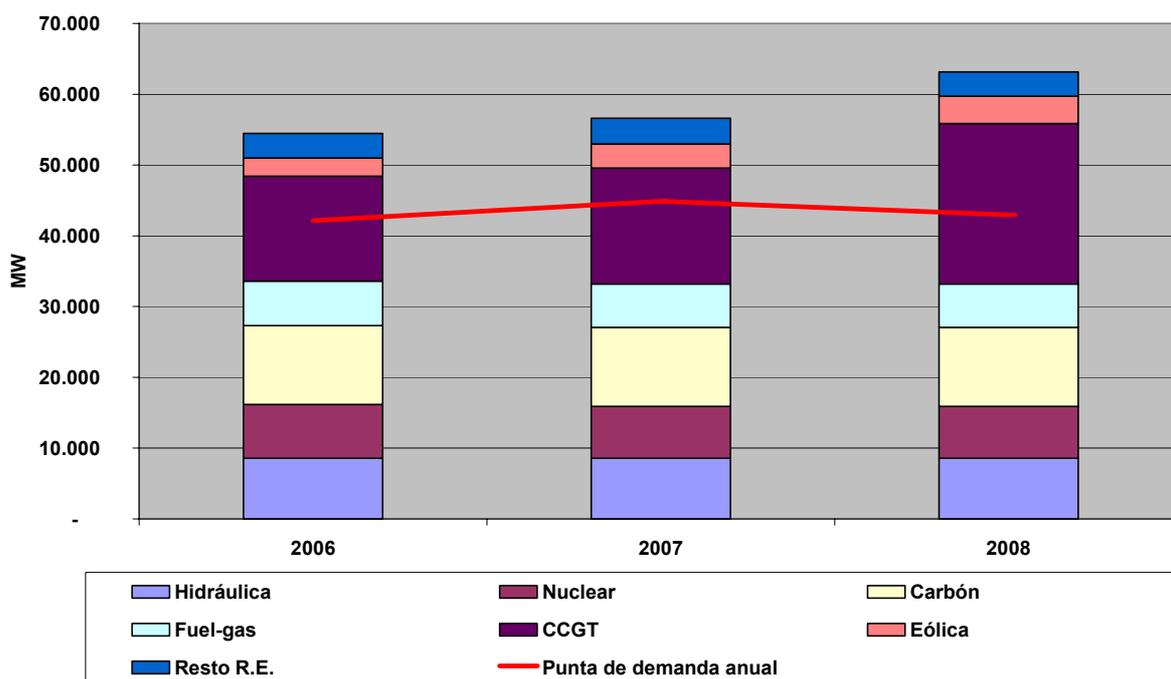
En términos de potencia disponible², y teniendo por tanto en cuenta el menor coeficiente de disponibilidad del Régimen Especial, se puede apreciar que la contribución de las centrales de ciclo

² Los datos de potencia instalada pueden sobreestimar notablemente la capacidad real de determinadas tecnologías, especialmente en lo referente a la capacidad de las energías de origen hidráulico y del Régimen Especial. Por ello, resulta relevante ajustar la potencia instalada en función de su disponibilidad. El cálculo de la potencia neta

combinado de gas ha ido ganando importancia, hasta representar el 35% de la potencia disponible total en 2008, mientras el Régimen Especial, incluyendo la energía eólica, alcanza en el mismo año el 11% de la potencia disponible total.

Por otra parte, la demanda punta ha crecido en un 6,5% desde 2006 a 2007 y se ha reducido en un 4,3% desde 2007 a 2008, mostrando la existencia de un margen holgado de potencia disponible en el Régimen Ordinario para asegurar la cobertura de la demanda.

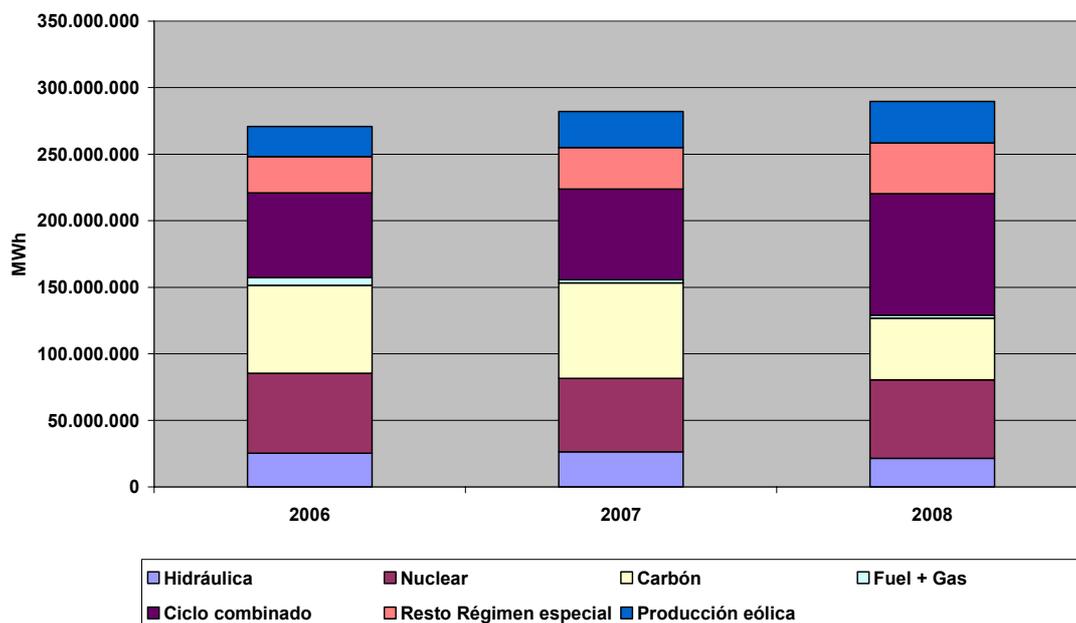
Figura 2.1.1 Evolución de la potencia neta disponible en España por tipo de tecnología (2006-2008)



Fuente: CNE y REE

En términos de energía producida, cabe destacar el porcentaje significativo de la generación de Régimen Especial, que alcanza el 26% en 2008, muy superior a su cuota respecto del total de potencia disponible, debido a las condiciones climatológicas especialmente favorables, y el porcentaje casi nulo de la generación de fuel-gas a causa de su coste no competitivo respecto de otras tecnologías. Por su parte, la tecnología de ciclo combinado de gas representa el 35% del total en 2008, en línea con su cuota sobre el total de potencia disponible.

disponible que se presenta en este informe se ha realizado a partir de la potencia instalada, teniendo en cuenta, en el caso de la energía hidráulica, un año de hidraulicidad media, en el caso del Régimen Especial, las horas de funcionamiento en los años considerados y, en el caso de la potencia térmica, los coeficientes de indisponibilidad publicados por REE.

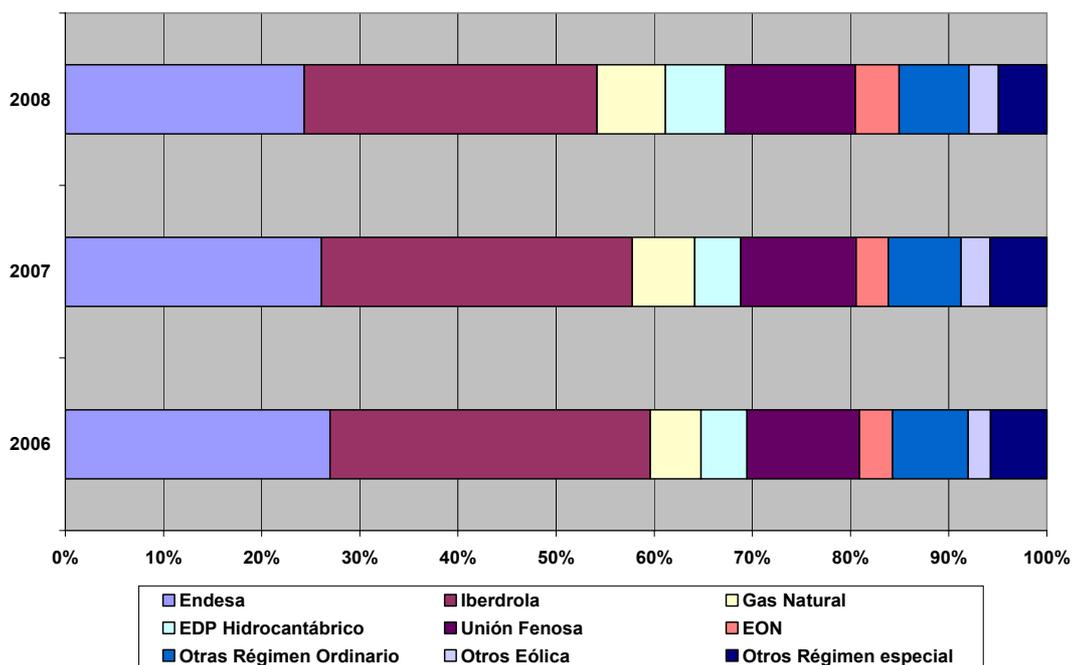
Figura 2.1.2 Evolución de la producción de electricidad en España por tipo de tecnología (2006-2008)

Fuente: CNE y OMEL

Considerando la composición de la oferta por empresa, durante el periodo analizado se ha observado una reducción de la concentración, debido al ligero descenso de las cuotas de ENDESA e IBERDROLA y al aumento de la cuota de GAS NATURAL y de otros operadores más pequeños. En términos de potencia disponible, el índice de concentración HHI³ se mantuvo relativamente constante, en torno a 1925. IBERDROLA y ENDESA controlaban, conjuntamente, en 2006, casi el 60% del mercado, mientras en 2008 alcanzaron el 54%, y GAS NATURAL aumentó su cuota del 5,2% al 6,9%. Por otra parte, en términos de generación, el HHI se redujo desde 1851 en 2006 a 1818 en 2008 y la cuota conjunta de ENDESA e IBERDROLA descendió desde el 53,3% en 2006, al 51,4% en 2008, mientras GAS NATURAL incrementó su cuota desde el 6,7% al 7%.

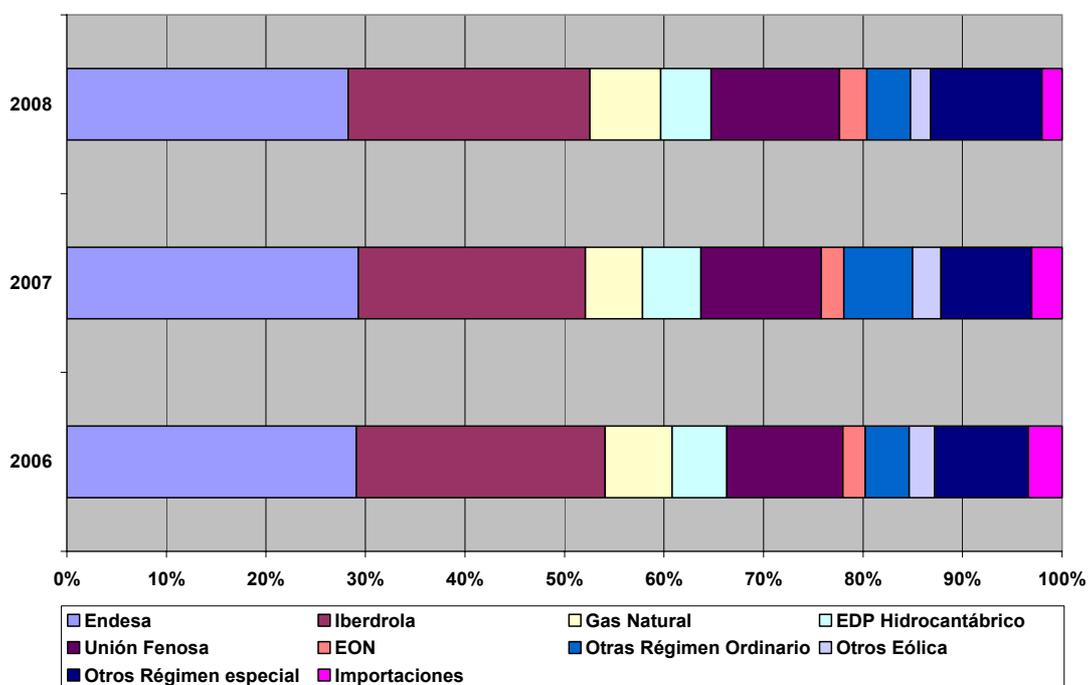
³ El índice de Herfindhal-Hirschmann (HHI) se construye como la suma de las cuotas de mercado al cuadrado de todas las empresas del mercado y por lo tanto puede tomar en teoría valores entre 0 (competencia perfecta) y 10.000 (monopolio).

Figura 2.1.3 Cuotas de los principales grupos empresariales sobre el total de la potencia neta disponible en España



Fuente: CNE y OMEL

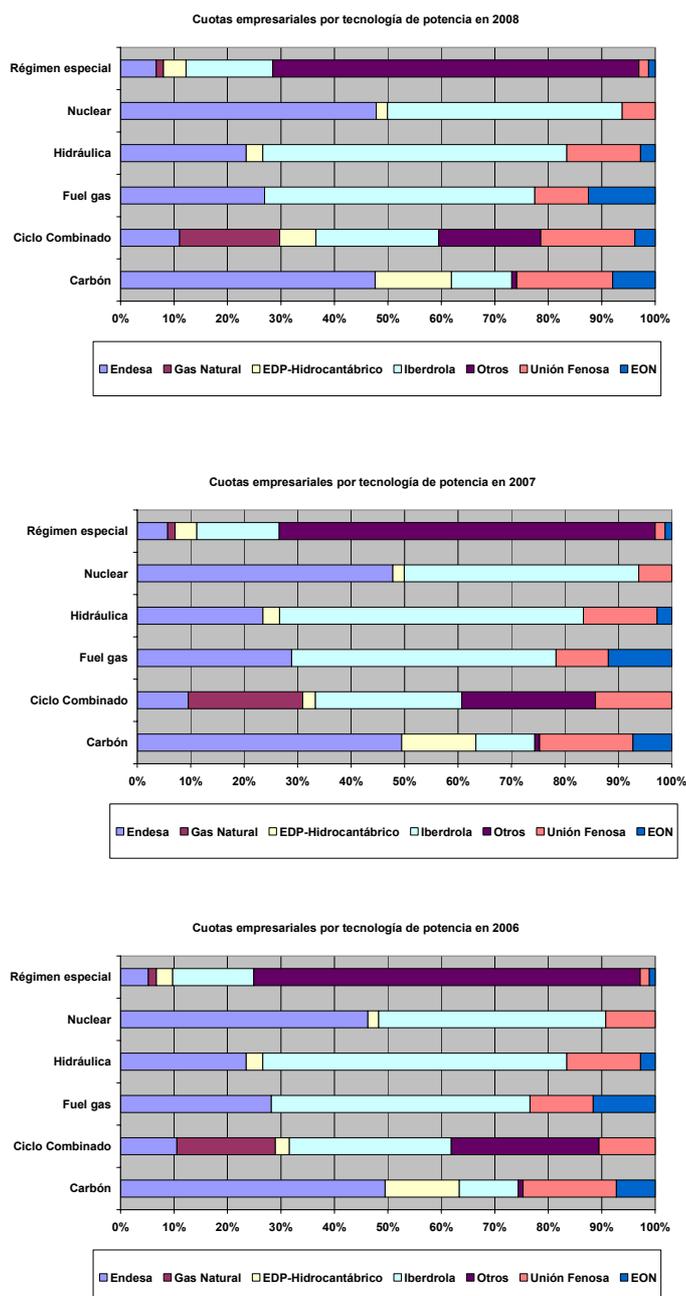
Figura 2.1.4 Cuotas de los principales grupos empresariales como vendedores en el mercado mayorista de generación (diario y bilaterales) en España



Fuente: CNE y OMEL

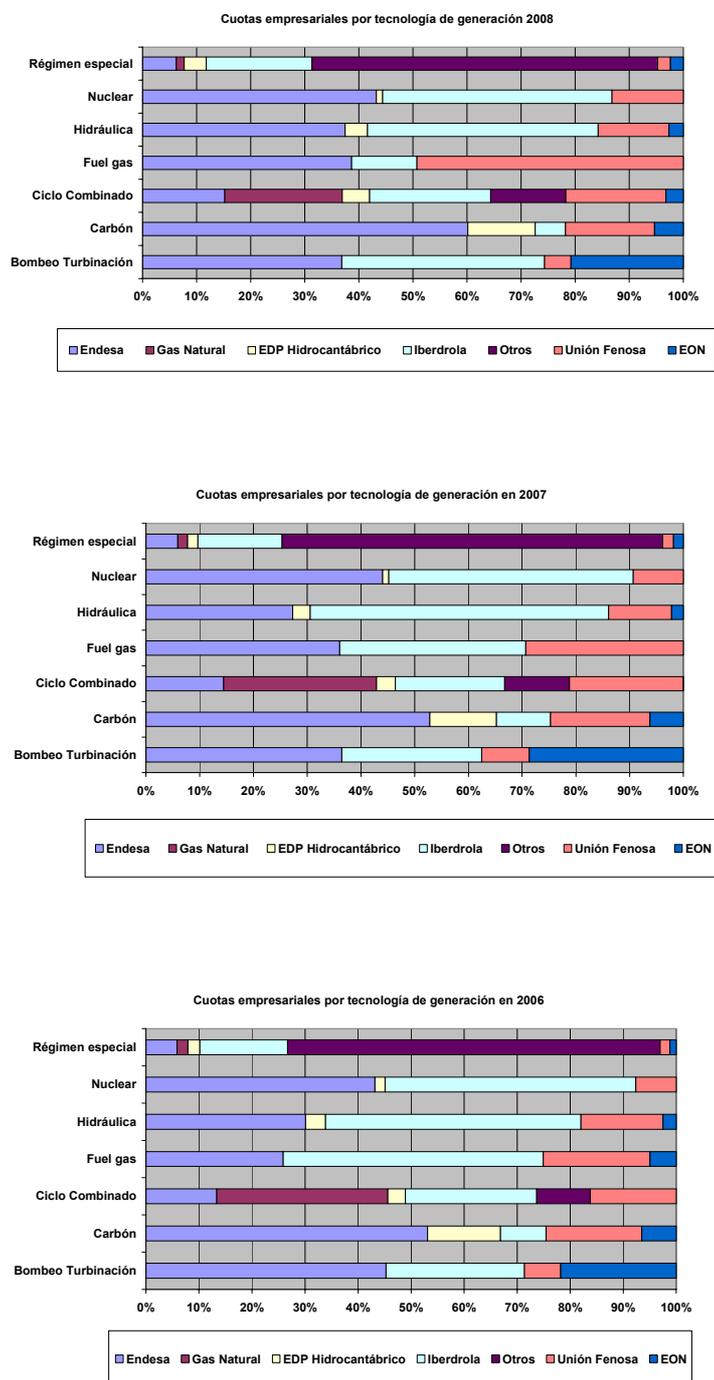
En lo que concierne al grado de concentración empresarial por tipo de tecnología se destaca el hecho de que las tecnologías de mayor crecimiento, es decir el ciclo combinado y el Régimen Especial, han ido desconcentrándose de manera significativa durante el periodo analizado, reflejando la entrada de nuevos competidores. Por otra parte, el grado de concentración de otras tecnologías para las cuales no se ha registrado la entrada en funcionamiento de potencia adicional, como es el caso de nuclear, hidráulica y carbón, es más elevado y se ha mantenido relativamente constante durante el periodo analizado.

Figura 2.1.5 Evolución de las cuotas empresariales por tecnología en términos de potencia (2006-2008)



Fuente: CNE y OMEL

Figura 2.1.6 Evolución de las cuotas empresariales por tecnología en términos de generación (2006-2008)



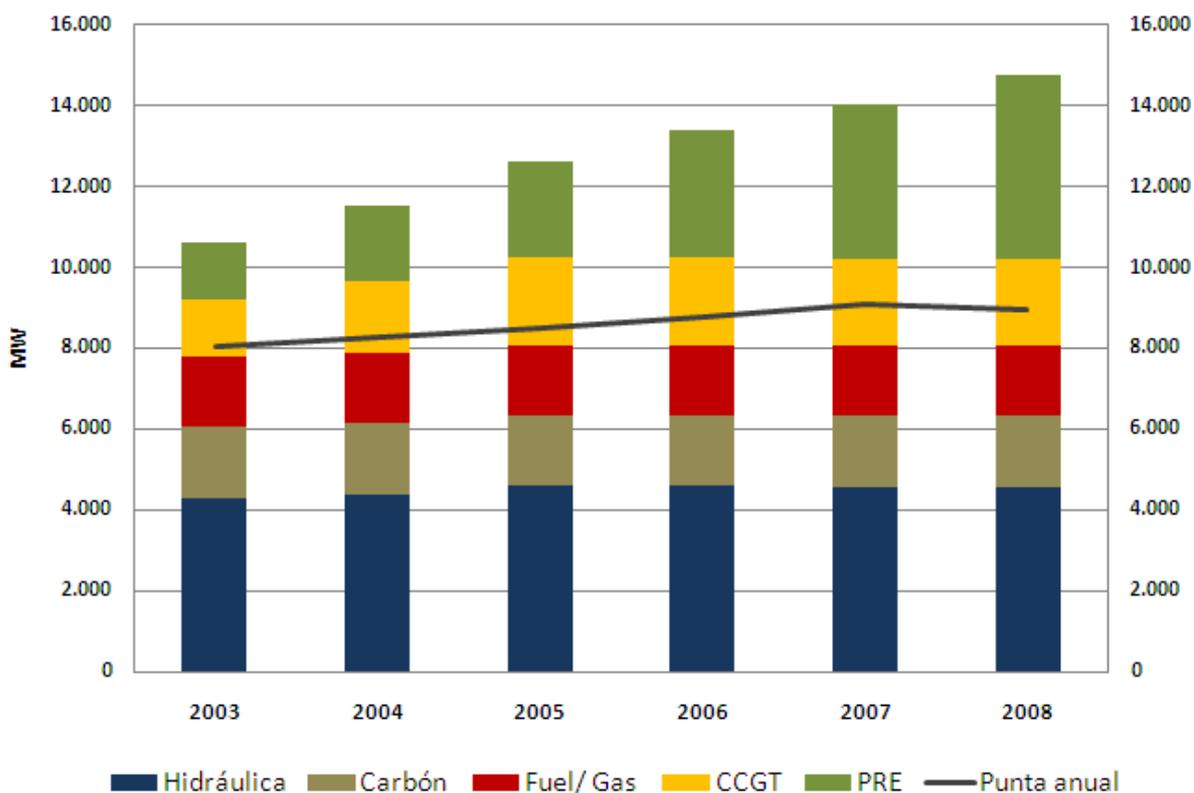
Fuente: CNE y OMEL

PORTUGAL

En Portugal, la caracterización de la oferta de energía debe realizarse, desde el primer momento, a través de la caracterización del parque de producción de electricidad instalado, tomando en consideración la capacidad instalada para la producción de energía eléctrica. La capacidad instalada no es el único elemento que caracteriza la oferta y debe ser complementada con la producción efectiva del parque de producción de electricidad y con los resultados de los tránsitos de energía en la interconexión.

Para caracterizar el parque de producción de electricidad es vital conocer su composición en cuanto al tipo de fuente primaria de energía que se utiliza. La Figura 2.1.7 representa la evolución de la capacidad instalada en Portugal a lo largo de los 5 últimos años.

Figura 2.1.7 Caracterización del parque de producción de electricidad en Portugal Por tecnología y capacidad instalada



Fuente: REN y ERSE

En términos de composición, el parque de producción de electricidad portugués ha sufrido dos modificaciones evidentes a lo largo de los 5 últimos años:

- Por un lado, se ha detectado un fuerte crecimiento de la capacidad instalada en producción en régimen especial (PRE), particularmente en lo concerniente a energía eólica, hecho que se

traduce en la transición de una cuota de cerca del 13% de capacidad total instalada en régimen especial en 2003 a cerca del 31% en 2008.

- Por otro lado, en el segmento de producción en régimen ordinario (térmicas y grande hidráulica) también se ha detectado una alteración de la composición, aunque más ligera, por la que la generación a partir de gas natural (CCGT) representó en 2008 cerca de 20% del régimen ordinario, en comparación con el 15% que representaba en 2003. Se espera que esta tendencia se mantenga e incluso se acentúe, ya que las nuevas inversiones en capacidad que entran en funcionamiento próximamente son ciclos combinados.

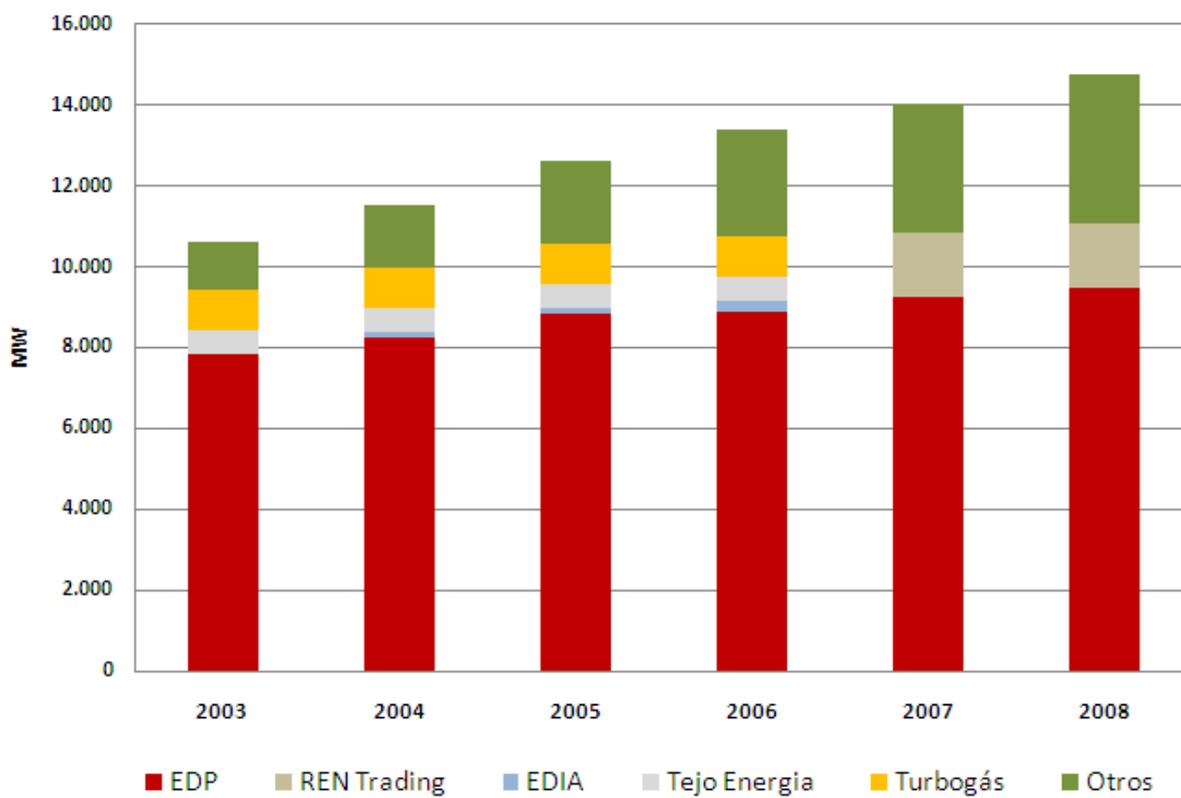
La evolución de la punta anual evidencia la existencia de un margen relativamente reducido entre la punta máxima anual y la capacidad instalada en el parque de producción de electricidad en régimen ordinario. A pesar de la creciente penetración de la producción en régimen especial, particularmente la eólica, es necesario tener en cuenta todas las tecnologías agregadas en el régimen ordinario para cubrir la punta anual del sistema.

Con todo, se hace particularmente evidente que el sistema portugués depende en gran medida de la capacidad instalada en las centrales hidroeléctricas, que representó en 2008 cerca del 45% de la capacidad instalada en régimen ordinario. Además, cerca de la mitad de esta capacidad instalada se corresponde con centrales de tipo agua fluyente, cuya exposición a los condicionantes de la evolución hidrológica es muy evidente y acentuada.

El aumento de la capacidad instalada relacionada con las centrales en régimen especial, en particular con parques eólicos, acentúa de forma significativa la volatilidad de explotación de la capacidad instalada en las restantes fuentes de energía primaria, ya que la retribución de las centrales en régimen especial se asegura mediante mecanismos administrativos y la colocación de su energía queda garantizada en las redes de transporte y distribución.

Del mismo modo que ocurre con la caracterización de la capacidad instalada para la producción de energía eléctrica por tecnología, es importante caracterizar la distribución del parque instalado por entidad propietaria o gestora. Este reparto se ilustra en la Figura 2.1.8, donde se constata que EDP posee la mayor parte del parque de producción de electricidad portugués con presencia en todas las tecnologías.

Figura 2.1.8 Caracterización del parque de producción de electricidad en Portugal Por agente y capacidad instalada

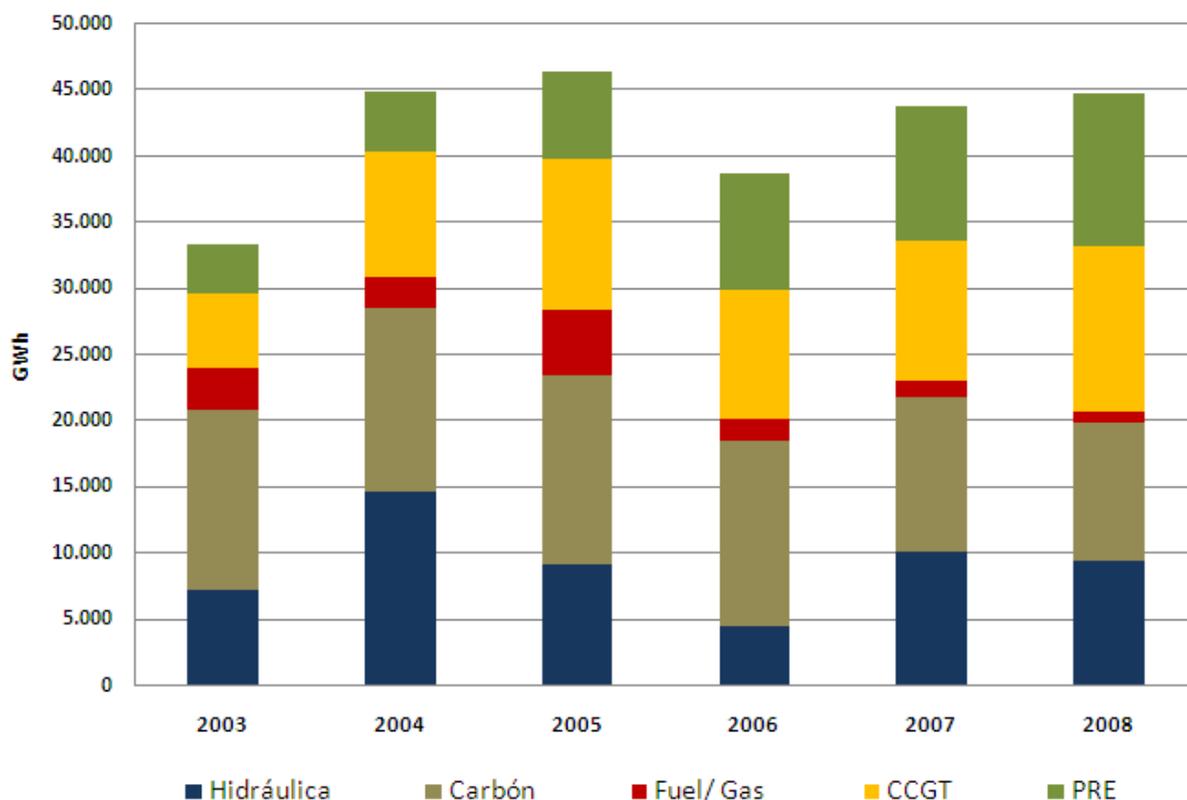


Fuente: REN y ERSE

A pesar de ser mayoritaria, la cuota del grupo EDP en la capacidad instalada se está reduciendo en gran parte a causa del crecimiento del segmento de producción en régimen especial, en el cual EDP tiene una posición individual minoritaria. En los cinco años transcurridos entre 2003 y 2008, la cuota de EDP en la capacidad instalada total se ha reducido cerca del 9%.

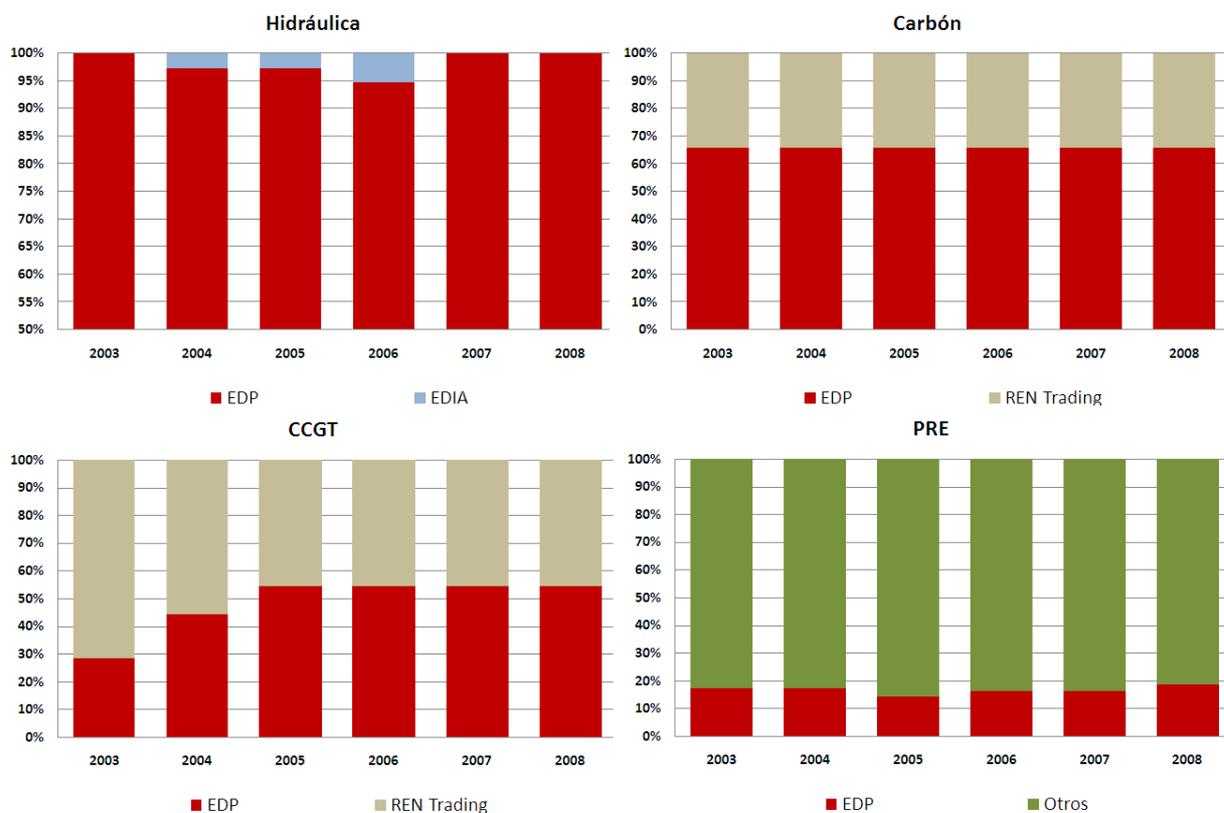
El reparto de la producción de energía eléctrica entre las diferentes tecnologías y el régimen especial a lo largo de los últimos cinco años se ilustra en la Figura 2.1.9. El análisis de esta figura permite percibir el crecimiento de la producción en régimen especial y la tendencia del crecimiento de las CCGT, a medida que la última capacidad instalada en ciclos combinados fue entrando en un régimen estacionario de explotación. Por otro lado, es patente la volatilidad de la producción hidráulica que refleja las condiciones hidrológicas de cada año, así como la producción con fuel que normalmente presenta el mayor volumen de producción cuando las disponibilidades hidráulicas son más bajas.

Figura 2.1.9 Caracterización del parque de producción de electricidad en Portugal Por tecnología y energía producida



Fuente: REN y ERSE

La producción en régimen especial creció de forma significativa entre 2003 y 2008, representando en 2008 cerca del 25% de la energía producida en comparación con el 11% que representaba en 2003. Dentro de la producción en régimen especial, la producción eólica representó un crecimiento muy significativo, representando en 2008 cerca de la mitad de la producción en régimen especial, valor que es más o menos 4 veces superior al valor de 2003. La estructura de la oferta de energía eléctrica depende también de la tecnología utilizada. En este caso particular, la posición del grupo EDP en cuanto a capacidad instalada no es la misma en todas las tecnologías. Este grupo empresarial tiene la hegemonía del sector de las centrales hidroeléctricas, y es mayoritario en carbón y en las CCGT, pero no supera el 20% de la cuota del segmento de producción en régimen especial. La evolución de las cuotas de capacidad instalada por tecnología y/o régimen se ilustra en la Figura 2.1.10.

Figura 2.1.10 Cuotas de capacidad instalada por agente en las diferentes tecnologías

Fuente: REN, elaboración ERSE

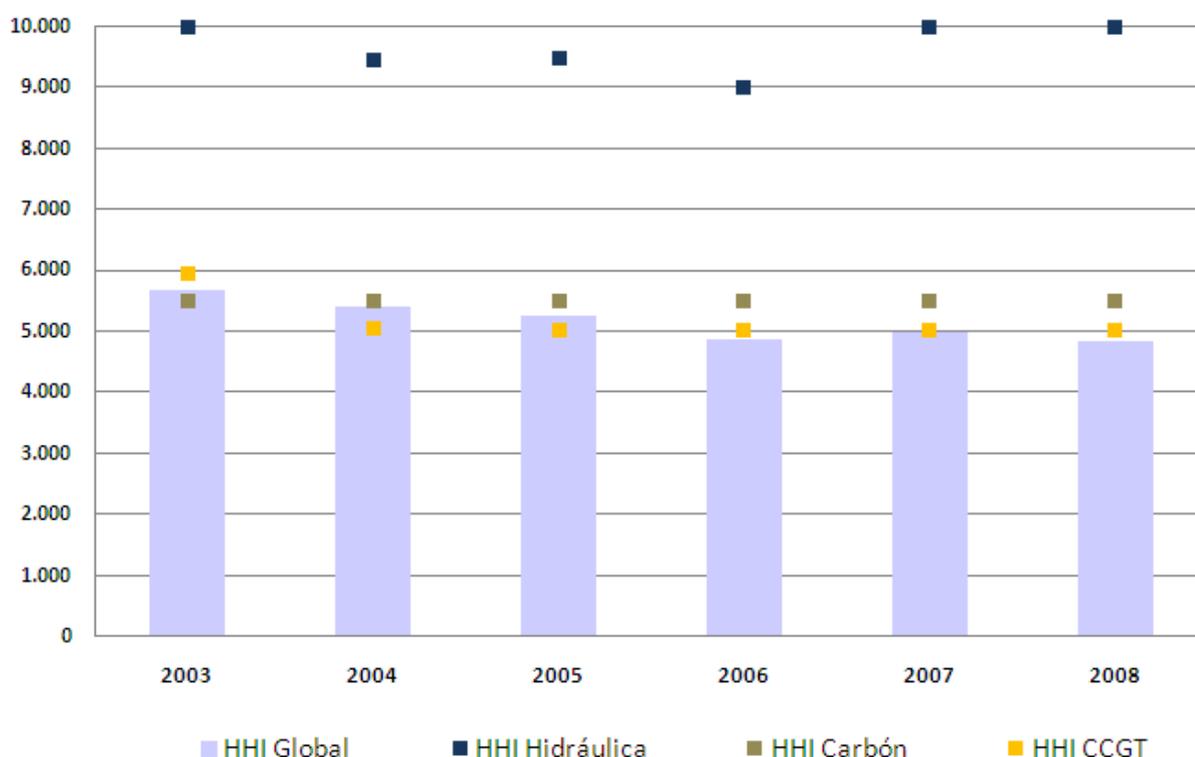
Como se ha mencionado anteriormente, hay que complementar el análisis de la composición de la estructura de la oferta en cuanto a capacidad instalada con el análisis de la producción efectiva realizada por el parque de producción de electricidad. La producción de energía refleja la exposición del parque instalado a los regímenes de abundancia y escasez relativa de cada una de las fuentes primarias. En el caso de las hidroeléctricas y los parques eólicos estos regímenes de abundancia y escasez relativa están influidos por variables climáticas y, por consiguiente, expuestos a una mayor volatilidad operativa.

No está de más recordar que el parque instalado en Portugal en régimen ordinario depende en gran medida de las centrales hidroeléctricas (cerca del 45% de la capacidad instalada), y que dicho parque se divide en partes prácticamente iguales entre centrales de regulación y fluyentes (estas últimas más expuestas a la volatilidad).

Por otro lado, en el régimen legal existente en Portugal, toda la energía producida por productores en régimen especial (renovables y cogeneración) es adquirida obligatoriamente por el sistema y remunerada en condiciones definidas administrativamente. En este sentido, el componente restante de la oferta deberá garantizar la cobertura de las necesidades de consumo ajustándose al volumen de energía producido por la PRE.

Conjugando todos los factores, el nivel de concentración del segmento de producción de energía eléctrica en Portugal es elevado en cuanto a capacidad instalada, tal y como se ilustra en la Figura 2.1.11, la cual representa los valores del índice Hirschman-Herfindall (HHI⁴), que mide la concentración empresarial. Los valores del HHI para la capacidad instalada demuestran una evolución entre los años 2003 y 2008 que manifiesta un ligero descenso de la concentración global de la oferta de capacidad en el sistema portugués, particularmente por el mencionado aumento de la capacidad de la PRE. Es evidente que el segmento de las energías hidráulicas está más concentrado que el carbón y las CCGT (la producción de combustible representa valores similares a la hidráulica, ya que es propiedad exclusiva del grupo EDP).

Figura 2.1.11 Concentración en la producción a nivel de capacidad instalada



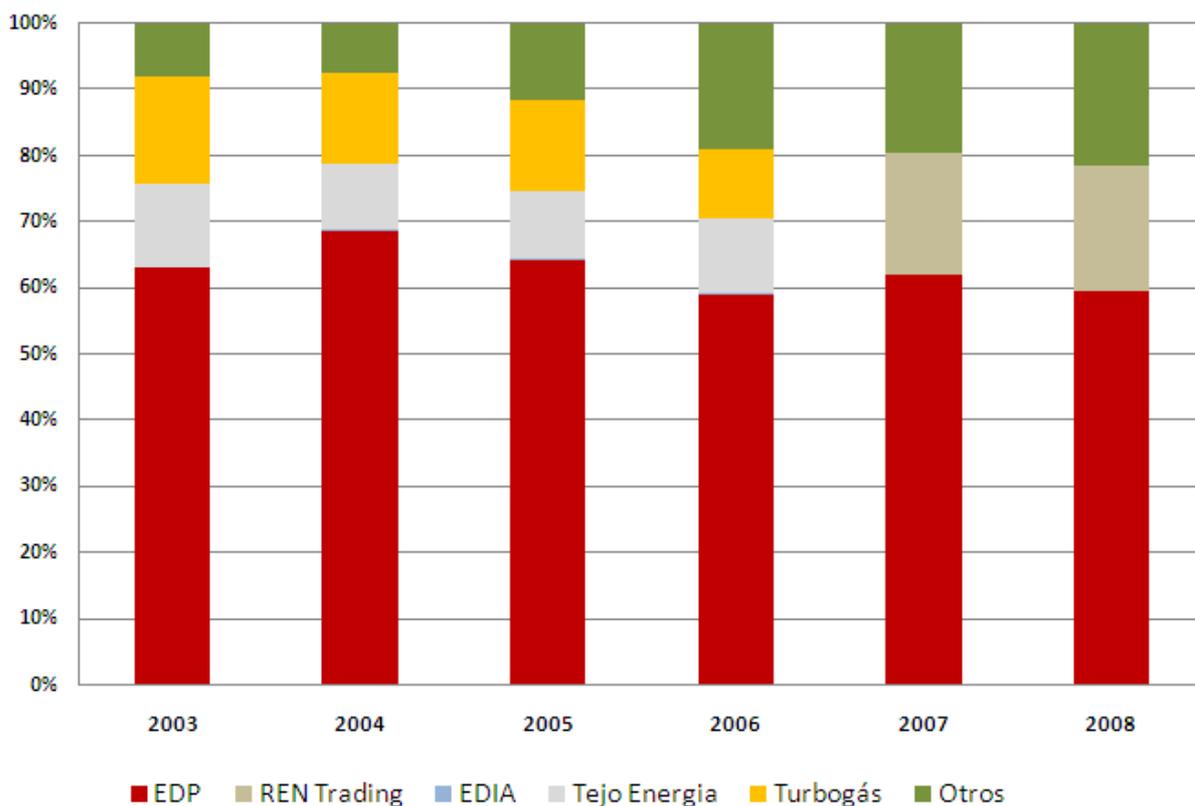
Fuente: REN, elaboración ERSE

En lo concerniente a la producción de energía eléctrica, la participación de cada agente, aunque refleja su penetración en cada tecnología en cuanto a capacidad instalada, también tiene en cuenta la

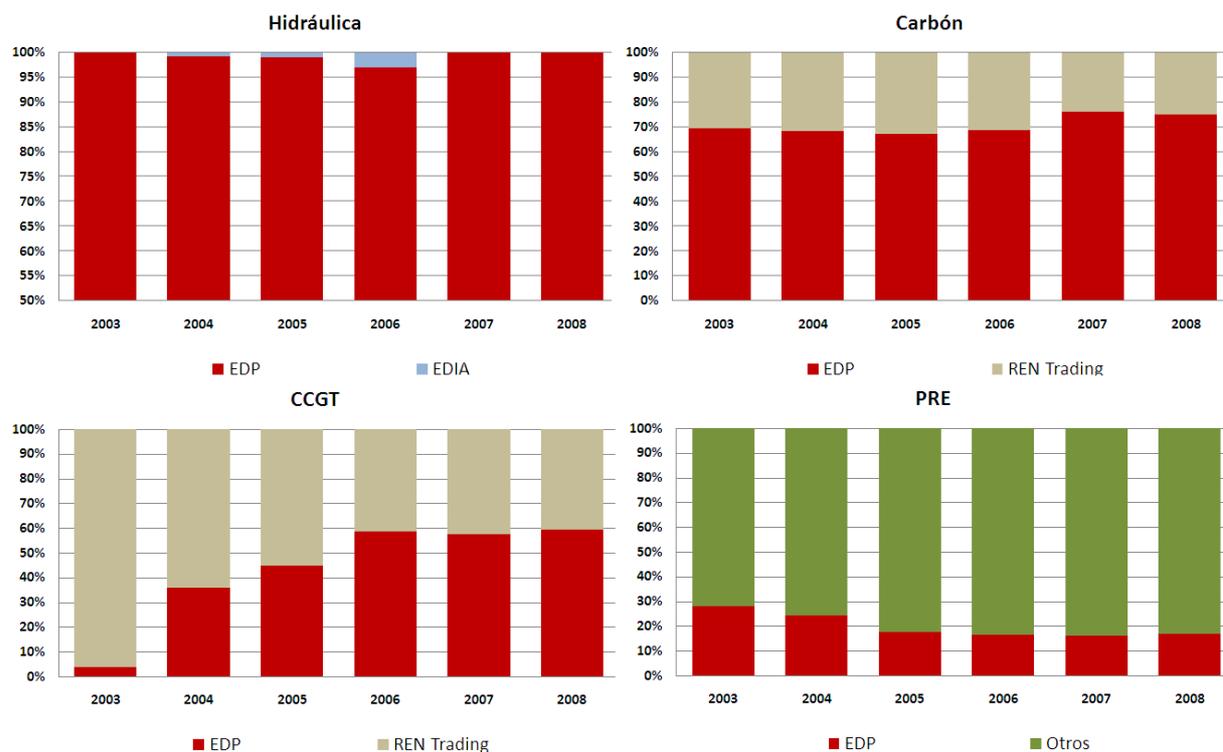
⁴ El HHI corresponde a la suma de los cuadrados de las cuotas de mercado de cada uno de los agentes considerados individualmente. Los valores aquí mostrados para el conjunto del parque instalado (HHI Global) consideran la PRE no poseída por el grupo EDP como una única entidad, razón por la cual se debe considerar que los valores obtenidos son superiores a los valores existentes en realidad. Por otro lado, todos los valores se muestran en la escala del 0 al 10000, correspondiendo este último valor a la concentración máxima del mercado (un único agente).

especificidad operativa de cada tecnología y la jerarquía de costes relativos de las tecnologías existentes en el parque de producción de electricidad. La evolución de las cuotas de producción de energía eléctrica por agente se ilustra en la Figura 2.1.12, mientras que la misma evolución en las diferentes tecnologías en régimen especial se muestra en la Figura 2.1.13.

Figura 2.1.12 Cuotas de energía producida por agente



Fuente: REN, elaboración ERSE. – No incluye los valores de energía de importación.

Figura 2.1.13 Cuotas de energía producida por agente en las diferentes tecnologías

Fuente: REN, elaboración ERSE – no incluye los valores de energía de importación

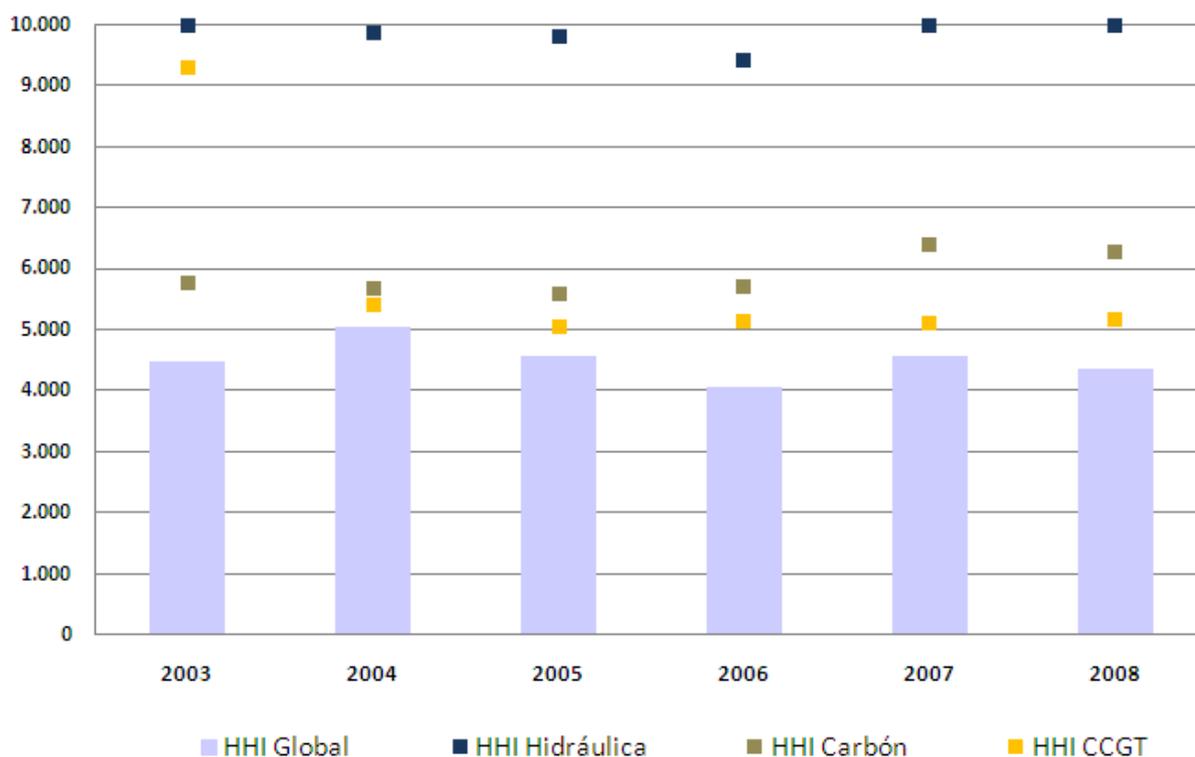
En cuanto a la energía producida, la evolución entre 2003 y 2008 manifiesta un aumento de la cuota de producción del EDP en todas las tecnologías, excepto en el régimen especial, donde se constata una tendencia de reducción de la cuota de EDP. El aumento de la cuota de EDP se hace particularmente evidente en el caso de las CCGT, donde la diferencia temporal entre la primera inversión realizada en esta tecnología y la entrada en funcionamiento de la central propiedad de EDP hizo que se pudiese beneficiar de unos rendimientos de explotación más elevados que la primera, hecho que se refleja en la posibilidad de aplicar precios más bajos para el mismo tramo de precios de gas natural. En el caso del carbón, aunque la central propiedad de EDP presenta rendimientos nominales más bajos que la central actualmente explotada por REN Trading, la proximidad de la central de Sines (EDP) a la terminal de descarga de carbón hace que el coste del transporte sea menor en relación con la central de Pego (situada a cerca de 200 km de distancia del mismo punto de entrada del carbón, lo que permite tareas de transporte en línea ferroviaria).

En el caso de la energía hidráulica, la contribución de la explotación de la central de Alqueva al grupo EDP concentró en una única entidad todo el parque de centrales hidroeléctricas, reflejando la producción de electricidad esa concentración de capacidad.

Los indicadores de concentración para la producción de energía eléctrica, que aparecen en la Figura 2.1.14, demuestran que, globalmente, la producción en 2008 estuvo menos concentrada que en 2007 o

en el inicio del periodo analizado (2003), a pesar de situarse por encima del valor más reducido de los 5 años mencionados (2006). En cuanto a la tendencia de ligera reducción de la concentración empresarial se constata una disminución de la concentración en el segmento de las CCGT (en beneficio del incumbente, que gana cuota) y, de forma más evidente, de la producción en régimen especial, que aumenta su participación en el contexto de la producción global y que reduce la cuota específica del incumbente (EDP) en este tipo de régimen.

Figura 2.1.14 Concentración en la producción a nivel de producción de energía eléctrica



Fuente: REN, elaboración ERSE – no incluye los valores de energía de importación

En este análisis de concentración, ya sea en cuanto a capacidad instalada, ya en cuanto a producción efectiva, no se han tenido en cuenta los efectos de las subastas de liberación de capacidad realizadas a partir de 2007, que permitieron en una primera fase liberar capacidad de la central gestionada por REN Trading y, en una segunda fase, liberar capacidad adicional del propio responsable de producción de electricidad. Grosso modo, al tenerse en cuenta el efecto de estas subastas en la concentración empresarial, los valores de concentración serán más reducidos, aunque esta reducción puede no corresponderse con la totalidad de los objetivos perseguidos con la implantación de este tipo de instrumento, tal y como se analizará en otra sección de este documento.

Paralelamente, es importante destacar que, debido a la imposibilidad de realizar un análisis más profundo, la producción en régimen especial no controlada por EDP está, a efectos del cálculo de los

indicadores de concentración, totalmente asignada a una única entidad (una única cuota de mercado). A consecuencia de ello, por un lado no se consigue observar la evolución real de la concentración empresarial en la producción en régimen especial y, por otro, los valores de concentración global serán superiores a los valores existentes en la estructura actual del mercado.

2.1.1.2 OFERTA POR SEGMENTO DE MERCADO Y TECNOLOGÍA

ESPAÑA

Desde el comienzo de la liberalización, en enero de 1998, hasta 2005, la casi totalidad de las transacciones mayoristas de energía se realizaba en el mercado diario. Desde entonces se está observando un crecimiento paulatino de la contratación a plazo, relacionado en gran parte con el Real Decreto-Ley 3/2006, de 24 de febrero, la entrada en funcionamiento del mercado a plazo organizado de OMIP, las subastas CESUR y la obligación de los distribuidores de adquirir parte de la energía mediante estos mecanismos para el suministro a precio regulado. Además, desde junio de 2007 se están realizando subastas de capacidad virtual, conocidas como emisiones primarias de energía (EPES), a través de las cuales ENDESA e IBERDROLA tienen la obligación de ceder parte de su capacidad mediante un mecanismo de subasta.

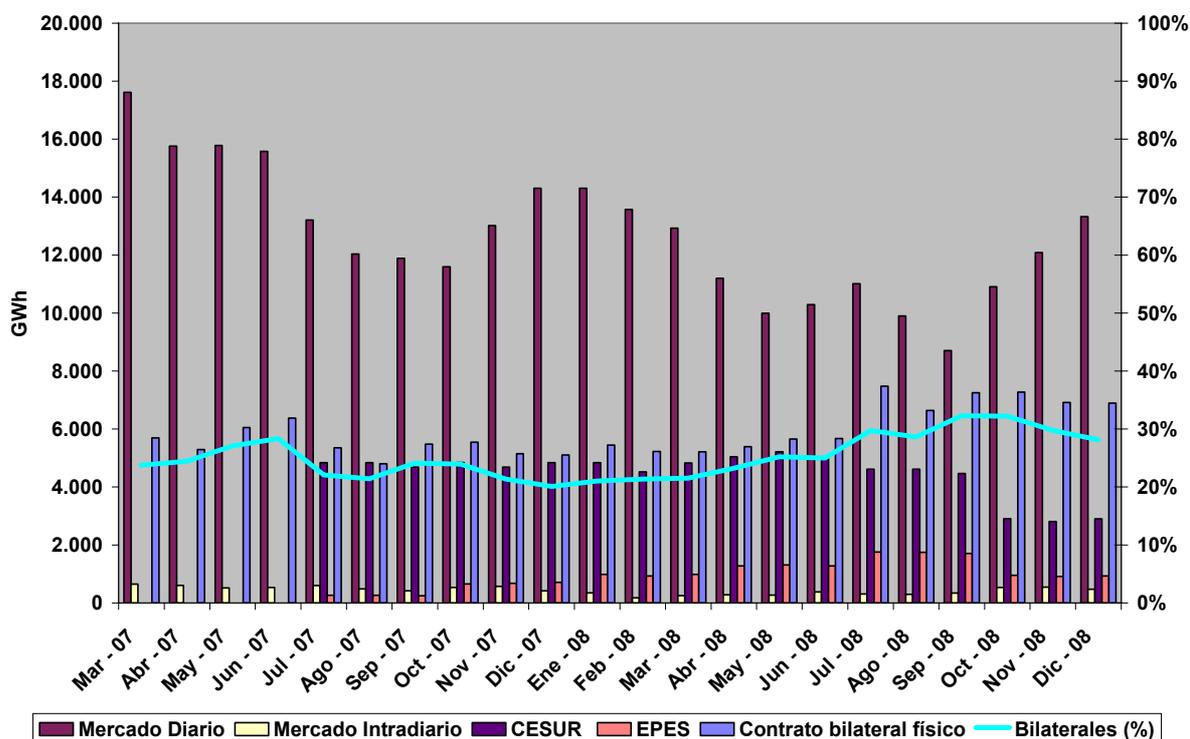
En el gráfico siguiente se muestra la evolución mensual de la oferta de energía, desglosada entre los principales segmentos de mercado: el mercado diario, el mercado intradiario, los contratos bilaterales físicos y las cantidades vendidas mediante las subastas organizadas CESUR y EPEs⁵. Se señala que el dato de la energía vendida en el mercado diario no incluye los volúmenes de CESUR y EPEs, ya que los vendedores de estos programas compran su energía en éste para posteriormente venderla como contratos bilaterales.

El análisis se sitúa en el periodo comprendido entre el 1 de marzo de 2007 y el 31 de diciembre de 2008⁶. Se aprecia el crecimiento paulatino del porcentaje que representan los contratos bilaterales físicos sobre el total, que pasa del 24% en marzo de 2007 al 32% en septiembre de 2008, descendiendo al 28% en diciembre de 2008.

⁵ Estas cantidades se refieren a las primeras 5 subastas EPEs, celebradas entre junio 2007 y julio 2008, que se liquidaron por entrega física. A partir de la sexta subasta, celebrada en septiembre de 2008, se realiza una liquidación por diferencias entre el precio spot y el precio de ejercicio.

⁶ Se ha excluido del análisis el periodo comprendido entre marzo 2006 y febrero 2007, puesto que, durante el mismo, estaba vigente el Real Decreto-Ley 3/2006, de 24 de febrero, sobre la base del cual, hasta cuando se implementara la normativa que regulara la compra de electricidad por las distribuidoras mediante contratos bilaterales, las ofertas de venta y adquisición coincidentes, presentadas por un mismo grupo empresarial en el mercado diario, se asimilarían a contratos físicos bilaterales, con carácter previo a la casación en el mercado diario (a este fin se establecía que dichas transacciones se liquidaran a un precio de 42,36 €/MWh para el año 2006, correspondiente al coste medio previsto en la tarifa de 2006). Este sistema dejó de existir con la entrada en vigor de la Orden ITC/400/2007, de 26 de febrero, que regula los contratos bilaterales que firman las empresas distribuidoras para el suministro a tarifa.

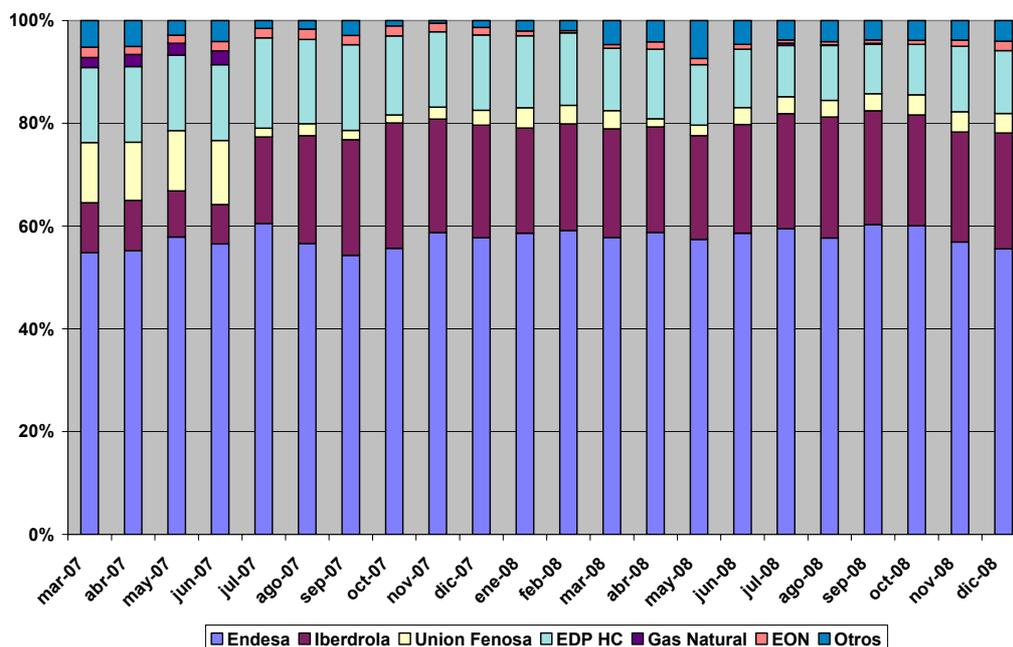
Figura 2.1.15 Evolución de la oferta por segmento de mercado (marzo 2007-diciembre 2008)



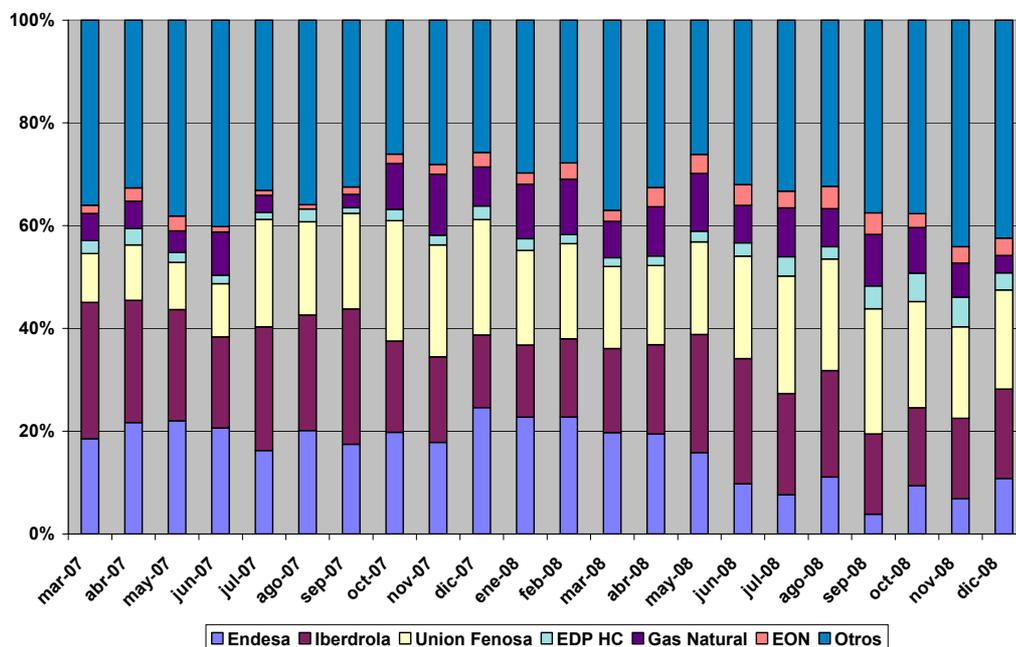
Fuente: CNE y OMEL

La composición de la oferta por empresa en los segmentos de mercado más relevantes, el de los contratos bilaterales físicos y del mercado diario, es significativamente distinta. El segmento de contratos bilaterales físicos se caracteriza por un grado de concentración elevado, asociado a las cuotas de los principales grupos establecidos y, en particular, a la cuota de ENDESA, que se sitúa cerca del 60%.

Al contrario, en el mercado diario cabe destacar un grado de concentración inferior y la clara prevalencia de la oferta de otros operadores, tratándose en gran parte de titulares de centrales de generación del Régimen Especial.

Figura 2.1.16 Evolución de las cuotas empresariales en el segmento de los contratos bilaterales físicos

Fuente: CNE y OMEL

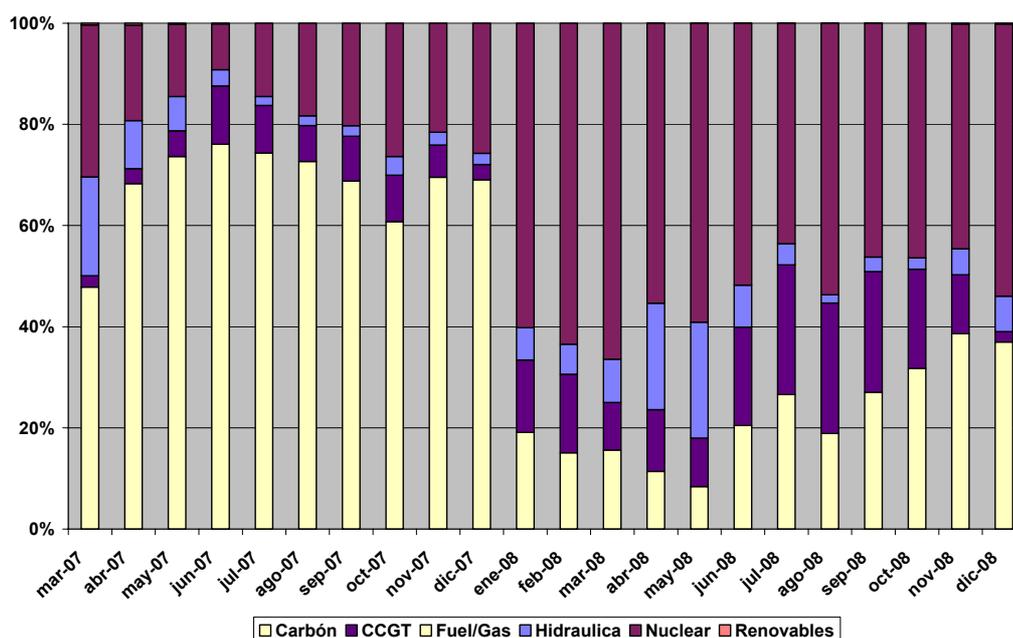
Figura 2.1.17 Evolución de las cuotas empresariales en el segmento del mercado diario

Fuente: CNE y OMEL

Finalmente, el análisis del segmento de contratos bilaterales físicos y de mercado diario por tecnología revela también una composición sustancialmente distinta. Durante el periodo considerado las tecnologías de generación principalmente dedicadas a los contratos bilaterales han sido la nuclear y el carbón (el

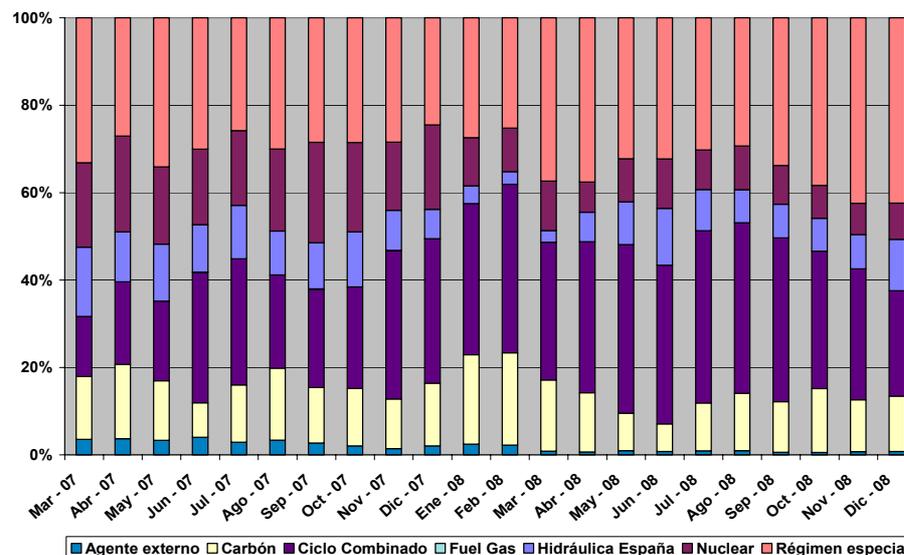
ciclo combinado de gas y la generación hidráulica también han contribuido, pero en medida muy inferior). Por otra parte, en el caso del mercado diario se observa una composición mucho más diversificada, que varía en el tiempo en relación con las condiciones climatológicas y con los precios relativos de gas natural y carbón que afectan al orden de mérito del despacho económico. Se aprecia, por ejemplo, que, hacia finales de 2008, se ha registrado un aumento importante de la generación del Régimen Especial, determinada por el elevado volumen de producción eólica, y una reducción correspondiente de la contribución de los ciclos combinados de gas y un nivel casi constante de generación con carbón.

Figura 2.1.18 Composición de la oferta de contratos bilaterales por tecnología de generación*



Fuente: CNE y OMEL

* Se han considerado sólo las ofertas de unidades de generación específicas. No se han considerado las ofertas de unidades genéricas, que no están relacionadas con ninguna central de generación, y que están principalmente asociadas a subastas EPEs y CESUR.

Figura 2.1.19 Composición de la oferta en el mercado diario por tecnología de generación*

Fuente: CNE y OMEL

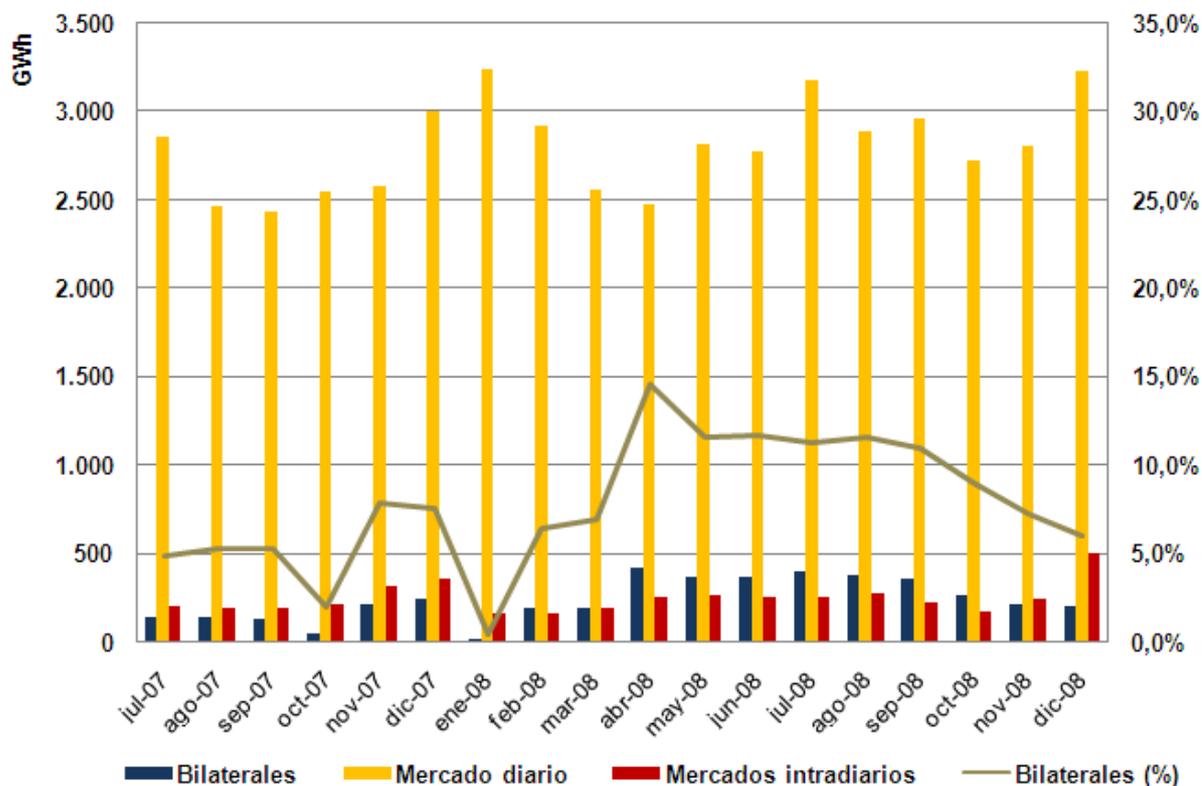
* Se han considerado sólo las ofertas de unidades de generación específicas. No se han considerado las ofertas de unidades genéricas, que no están relacionadas con ninguna central de generación, y que están principalmente asociadas a subastas EPEs y CESUR.

PORTUGAL

La oferta de energía eléctrica en Portugal sigue caracterizándose por el modelo de contratación subyacente, siendo dicho análisis particularmente más sensible a partir del 1 de julio de 2007, cuando los agentes portugueses pasaron a poder participar en el mercado spot del MIBEL. Hasta esa fecha, la producción en régimen ordinario estaba completamente cubierta por los contratos a largo plazo (CAE) y la producción en régimen especial se adhería al régimen legal que sigue estando vigente y que garantiza el flujo de la producción y la retribución mediante normas definidas a nivel administrativo.

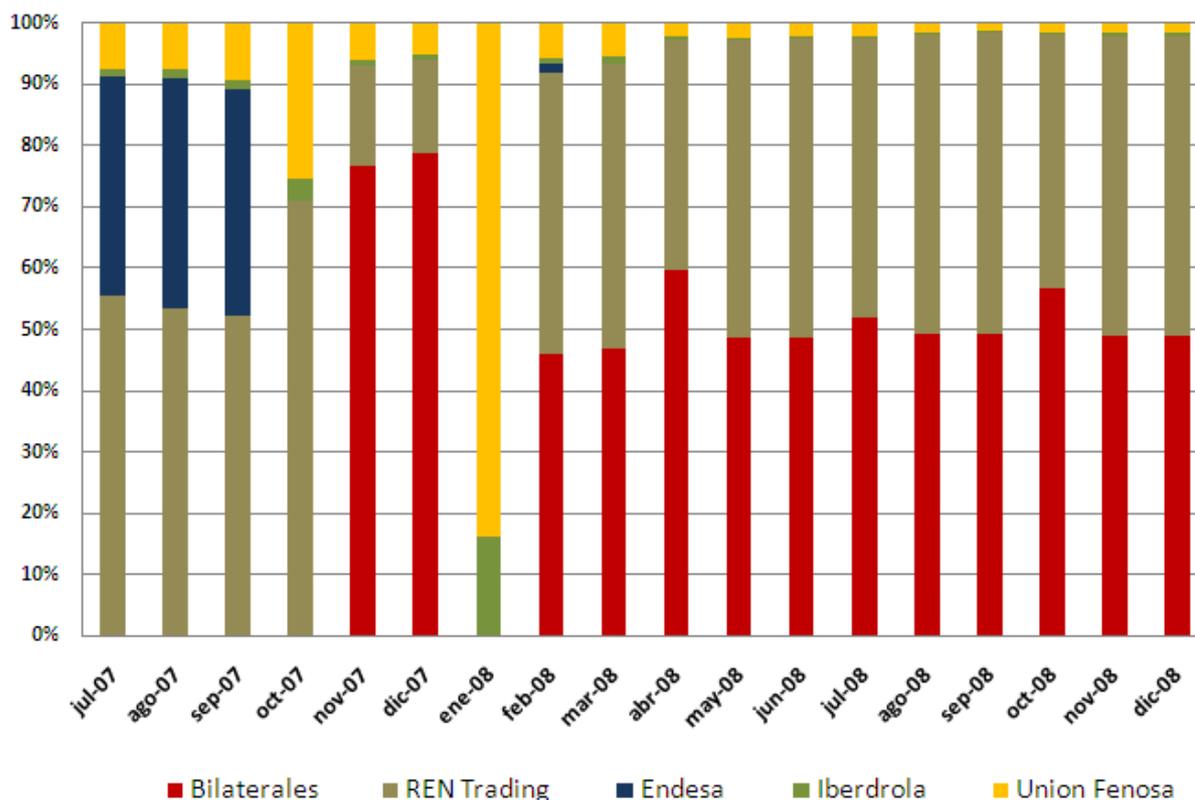
En la Figura 2.1.20, se ilustra la evolución de los volúmenes negociados de la oferta de energía eléctrica desde el 1 de julio de 2007, lo que permite constatar que la mayor parte de la oferta de electricidad se coloca en el mercado spot. Cabe destacar que los valores de negociación al contado para Portugal incluyen la liquidación de los productos a plazo adquiridos en el respectivo mercado a plazo (y, por consiguiente, la oferta se coloca en el mismo), así como la participación de los productores portugueses en la oferta de las subastas de CESUR.

Figura 2.1.20 Oferta por segmento de mercado



Fuente: OMEL, REN y ERSE

Por otro lado, la contratación bilateral engloba esencialmente la ejecución de los contratos resultantes de las subastas de liberación de capacidad, en las que participan, del lado de la oferta, las entidades que liberan capacidad y por los valores de energía correspondientes al ejercicio de la opción contractual de este instrumento. Esta situación se evidencia por la composición de la oferta en la contratación bilateral, claramente centrada en REN Trading y EDP (entidades que liberan capacidad), conforme se ilustra en la Figura 2.1.21. El peso relativo de los agentes que liberan capacidad en el ámbito de los VPP es mucho más reducido en los periodos en que no hay cantidades ejecutadas y/o liberadas en el ámbito de los mecanismos, como los casos de los meses de octubre de 2007 y de enero de 2008, que corresponden de la misma forma a los periodos de menor volumen de energía comunicado en el ámbito de la contratación bilateral. Los valores relativos a la energía de las subastas de liberación de capacidad se corresponden, simultáneamente, con la energía de bilaterales (por la ejecución y la venta de carteras de comercialización) y el mercado diario (por el arbitraje de precios).

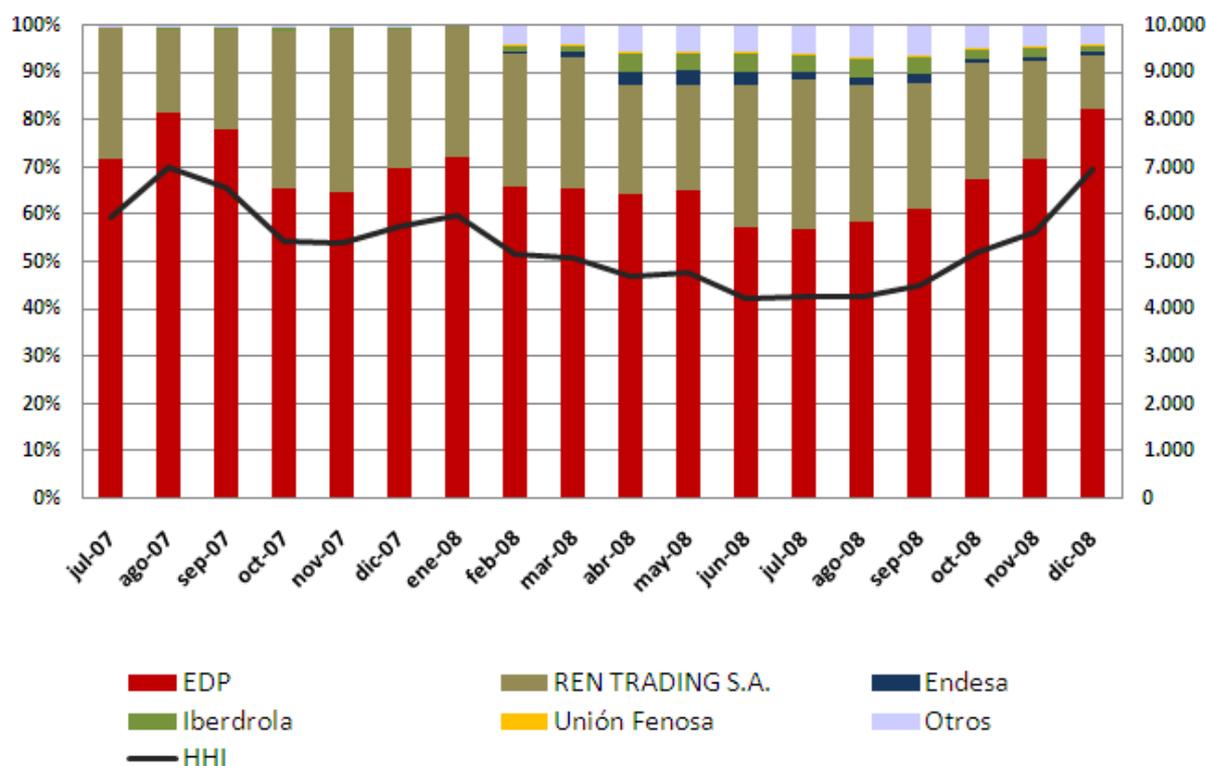
Figura 2.1.21 Composición relativa de la oferta de bilaterales

Fuente: REN y ERSE

Por otro lado, la oferta en el mercado diario (spot) para agentes portugueses o para operar en el mercado portugués únicamente existe desde julio de 2007 y se centra en EDP y REN Trading, únicos agentes que reúnen medios de producción en Portugal continental. La otra parte de la oferta en el mercado diario se corresponde esencialmente con cantidades explotadas en el ámbito de las subastas de liberación de capacidad, utilizadas por los agentes para negociar en el mercado diario.

El equilibrio relativo de la oferta de energía en el mercado spot para los dos principales agentes portugueses representa una evolución del aumento de concentración a lo largo del segundo semestre de 2008, lo que contradice una relativa tendencia de disminución en el periodo homólogo de 2007, como se puede colegir de la Figura 2.1.22.

Figura 2.1.22 Composición relativa de la oferta en el mercado spot por agente



Fuente: OMEL y ERSE

La evolución de la concentración empresarial en la oferta de energía colocada en el mercado diario parece relacionarse negativamente, como sería de esperar, con la evolución de las cantidades explotadas en las subastas de liberación de capacidad, lo que parece sustentar la idea de que estos mecanismos son eficaces a nivel de desconcentración del mercado de producción (mayorista), a pesar de que puede cuestionarse su eficacia en cuanto al mercado minorista. Por otro lado, existe una relación entre el aumento de la concentración empresarial y la mayor penetración de tecnologías, como la tecnología hidráulica o el fuel, cuyos centros de producción eléctrica son propiedad de un único agente.

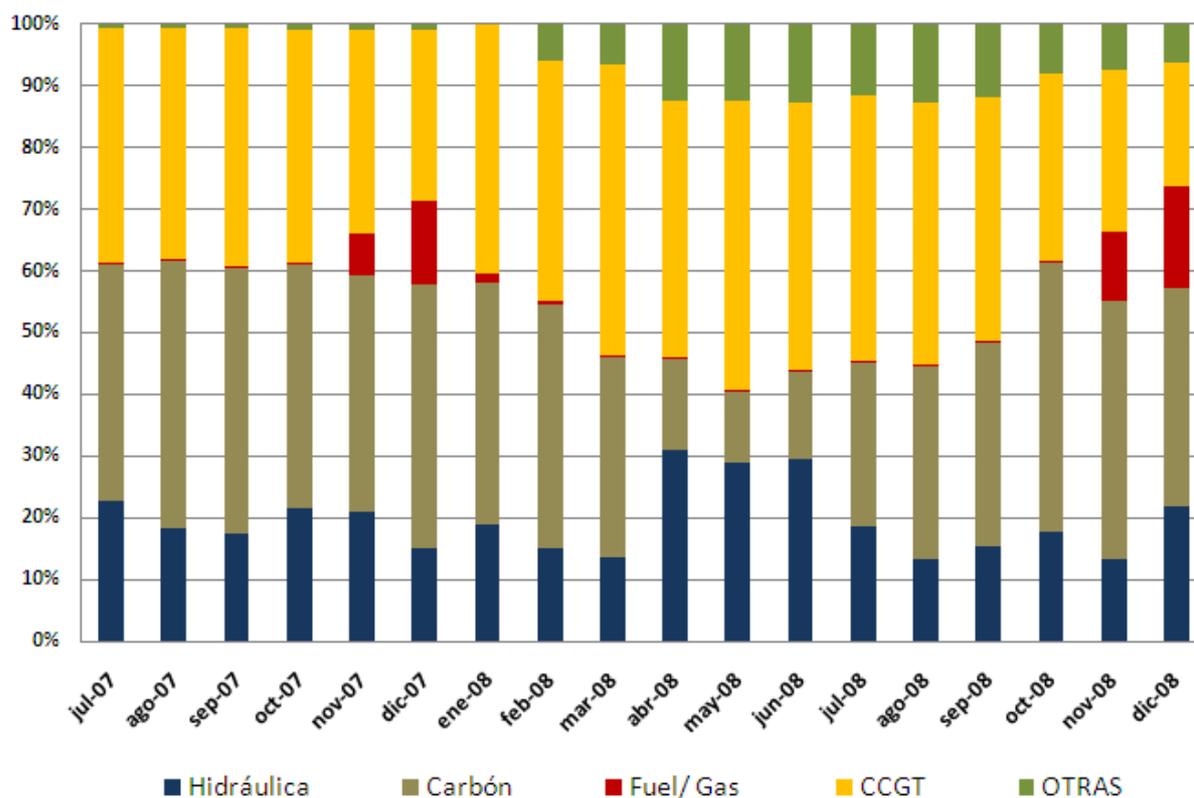
En términos estructurales, la participación en el mercado spot de las diferentes tecnologías (Figura 2.1.23) en los 18 meses comprendidos entre el 1 de julio de 2007 y el 31 de diciembre de 2008, evidencia la inversión del orden de mérito⁷ de los costes variables entre el carbón y las CCGT (turbinas de gas de ciclo combinado), ocurrida en el segundo trimestre de 2008, así como su reposición en el último trimestre del año. Por otro lado, la evolución de las cotizaciones internacionales de los refinados de petróleo (que sufrieron una reducción de los precios superior a los principales crudos de referencia en

⁷ En Portugal, el precio medio de la oferta de carbón tiende a ser inferior al precio medio de la oferta de las CCGT. A pesar de ello, con la evolución de los precios de referencia de las materias primas en los mercados internacionales la oferta de gas natural es mucho más competitiva que la del carbón, sobre todo en el segundo trimestre de 2008.

los mercados internacionales), hace que la oferta de las centrales productoras de fuel sea más competitiva y, por consiguiente, aumenta su presencia en el despacho económico del mercado spot.

La fuerte utilización de CCGT a principios de 2008, junto con la evolución de los precios del petróleo en el primer semestre del año y el respectivo mecanismo de traslado en la fijación del precio del gas natural (con desfases temporales en función de la utilización de valores medios del precio del crudo), determina una menor participación de esta tecnología en el esquema de mercado de finales de 2008.

Figura 2.1.23 Composición relativa de la oferta en el mercado spot por tecnología



Fuente: OMEL y ERSE

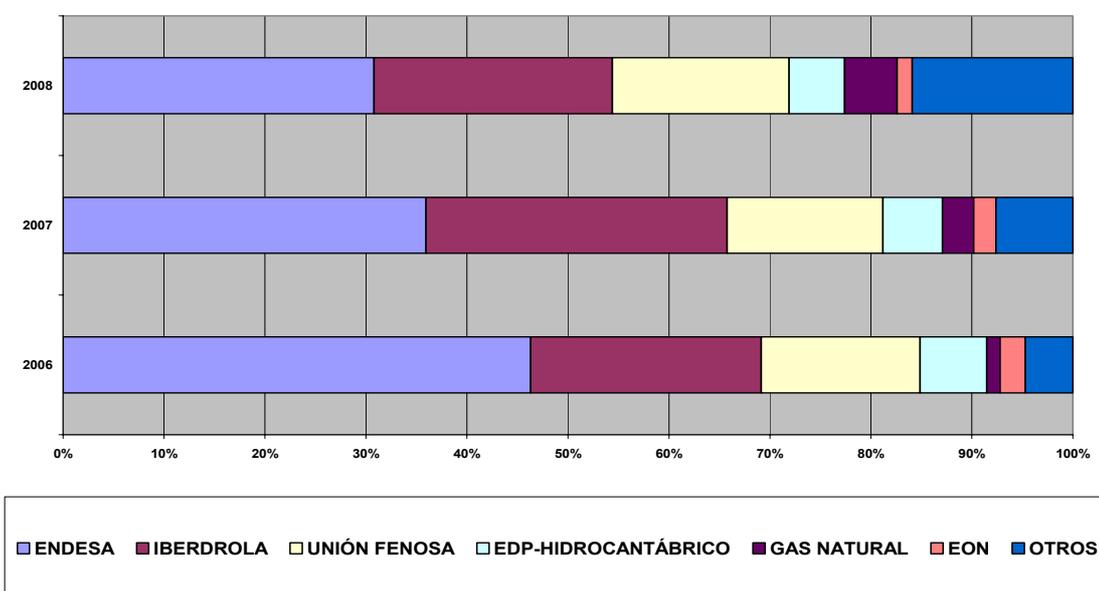
2.1.1.3 COMPOSICIÓN DE LA DEMANDA

ESPAÑA

Por el lado de la demanda, el mercado mayorista español se ha caracterizado históricamente por un grado significativo de concentración, más elevado que el lado de la oferta, y fundamentalmente relacionado con la elevada cuota de las principales distribuidoras de los grupos ENDESA e IBERDROLA

para el suministro a tarifa regulada. Como consecuencia de la evolución del mercado libre, y en particular de la eliminación de las tarifas de alta tensión a partir del 1 de julio de 2008, el grado de concentración de la demanda se está reduciendo. En efecto, la Figura 2.1.24 muestra que, mientras en 2006 y 2007 ENDESA e IBERDROLA tenían una cuota conjunta superior al 60%, en 2008 esta ha descendido al 54%. Correspondientemente, se han incrementado las cuotas de UNIÓN FENOSA, GAS NATURAL y otros grupos independientes.

Figura 2.1.24 Participación de los principales grupos empresariales como compradores en el mercado mayorista de generación (diario y bilaterales) en España



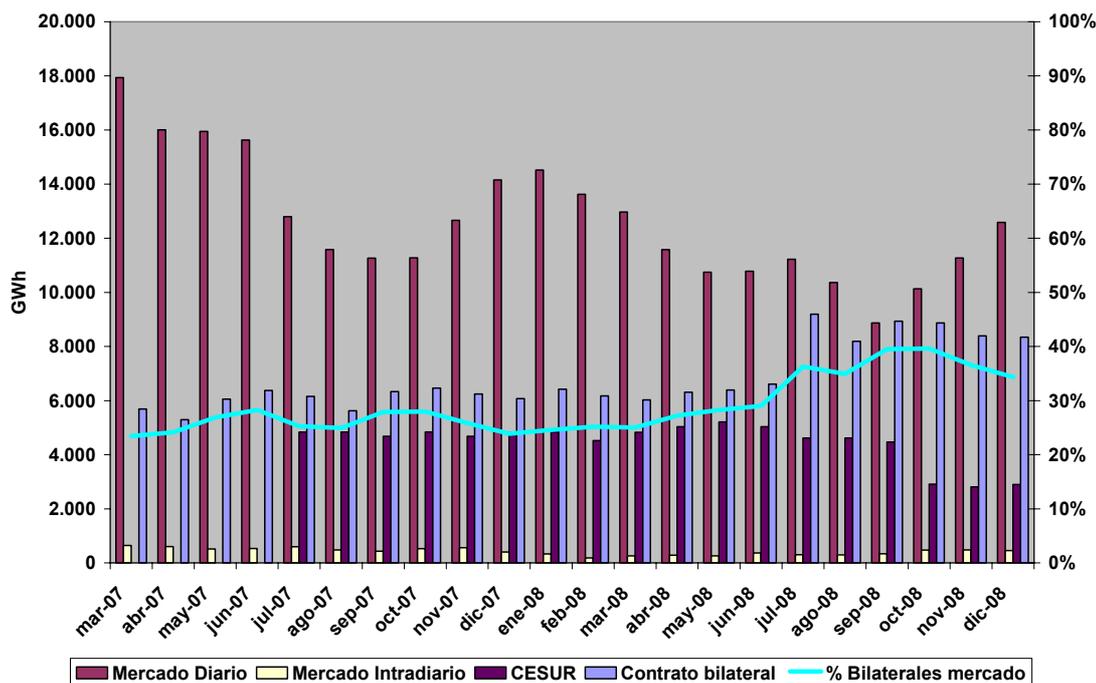
Fuente: CNE y OMEL

En cuanto a la distribución de la demanda por segmento de mercado, en la Figura 2.1.25 se muestra la evolución mensual de la misma, desglosada entre los siguientes segmentos de mercado: mercado diario, mercado intradiario, cantidades adquiridas mediante las subastas CESUR y contratos bilaterales (éstos incluyen los volúmenes adquiridos a través de contratos bilaterales físicos, así como a través de las EPEs⁸). El análisis, como en el caso de la oferta, se sitúa en el periodo comprendido entre el 1 de marzo

⁸ Sería complejo separar la energía comprada mediante EPEs, ya que los compradores las revenden al mercado diario deshaciendo su posición compradora. Asimismo, posteriormente, parte de ésta energía o su totalidad, puede ser comprada de nuevo por el agente en el mercado diario y destinada a CESUR, o vendida como contratos bilaterales, o sencillamente finalizar su transacción con la venta en el mercado diario. Al no poder conocer el destino último de esta energía, ya sea como CESUR, contrato bilateral o mercado diario, se optó por no desglosar la energía correspondiente a las EPEs de los distintos segmentos de compra. Por lo tanto, hay que considerar que parte de esta energía está incluida en las CESUR, parte en los contratos bilaterales y parte en el mercado diario.

de 2007 y el 31 de diciembre de 2008 y revela un patrón similar al observado anteriormente, pudiéndose apreciar un aumento del volumen de energía adquirido mediante contratos bilaterales (debido a la inclusión de las EPEs el porcentaje que los contratos bilaterales representan sobre el total alcanza el 40% en septiembre-octubre 2008, mientras era del 32% sobre las ventas, considerando sólo los contratos bilaterales físicos).

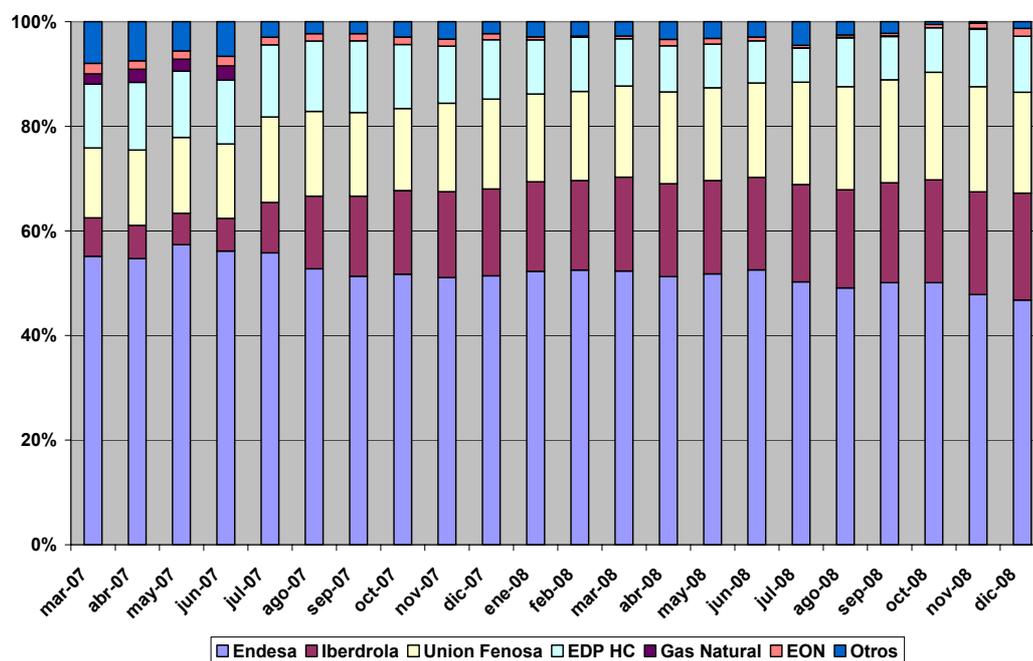
Figura 2.1.25 Evolución de la demanda por segmento de mercado (marzo 2007-diciembre 2008)



Fuente: CNE y OMEL

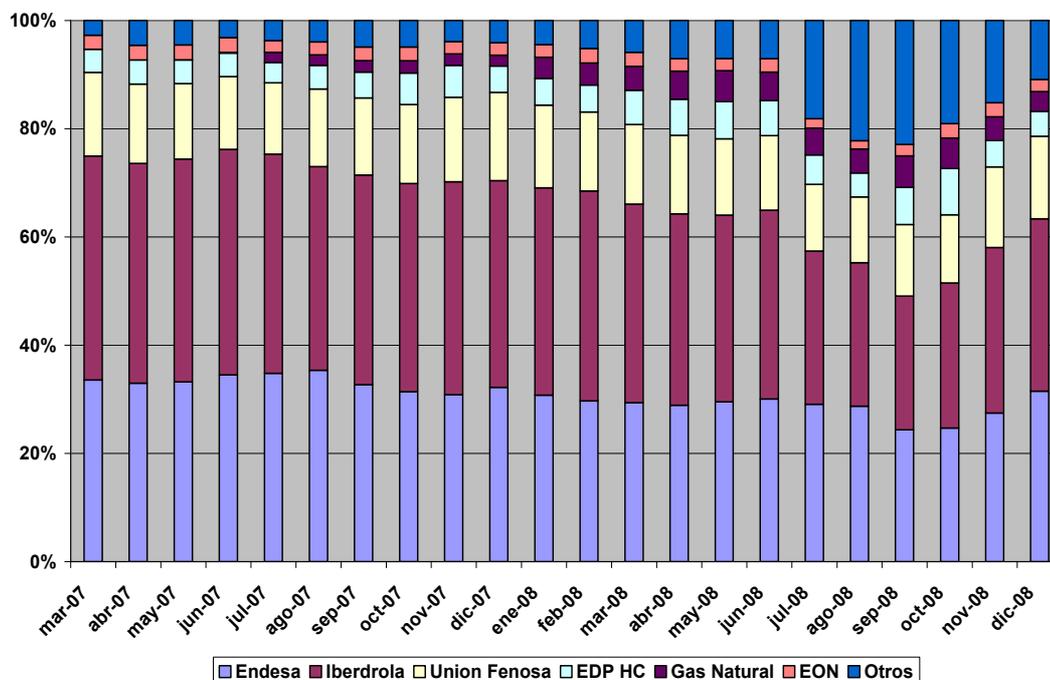
En lo que concierne a la composición de cada segmento por comprador, se observa que los principales grupos empresariales representan más del 60% de la demanda, tanto en el mercado diario como en la contratación bilateral. En el caso de los contratos bilaterales destaca la importancia de la cuota de ENDESA como comprador, mientras en el mercado diario son comparativamente más importantes las cuotas de IBERDROLA y de UNIÓN FENOSA. El porcentaje adquirido por otras empresas es reducido en ambos segmentos, y especialmente en el mercado diario. A partir de mediados de 2008 se aprecia un incremento de las compras de otras empresas, principalmente comercializadoras, que vuelven a reducirse en el último trimestre, posiblemente a causa del impacto de la crisis económica sobre la demanda de clientes industriales atendidos por estas empresas.

Figura 2.1.26 Evolución de las cuotas de los principales grupos empresariales como compradores en el segmento de contratos bilaterales



Fuente: CNE y OMEL

Figura 2.1.27 Evolución de las cuotas de los principales grupos empresariales como compradores en el segmento del mercado diario



Fuente: CNE y OMEL

PORTUGAL

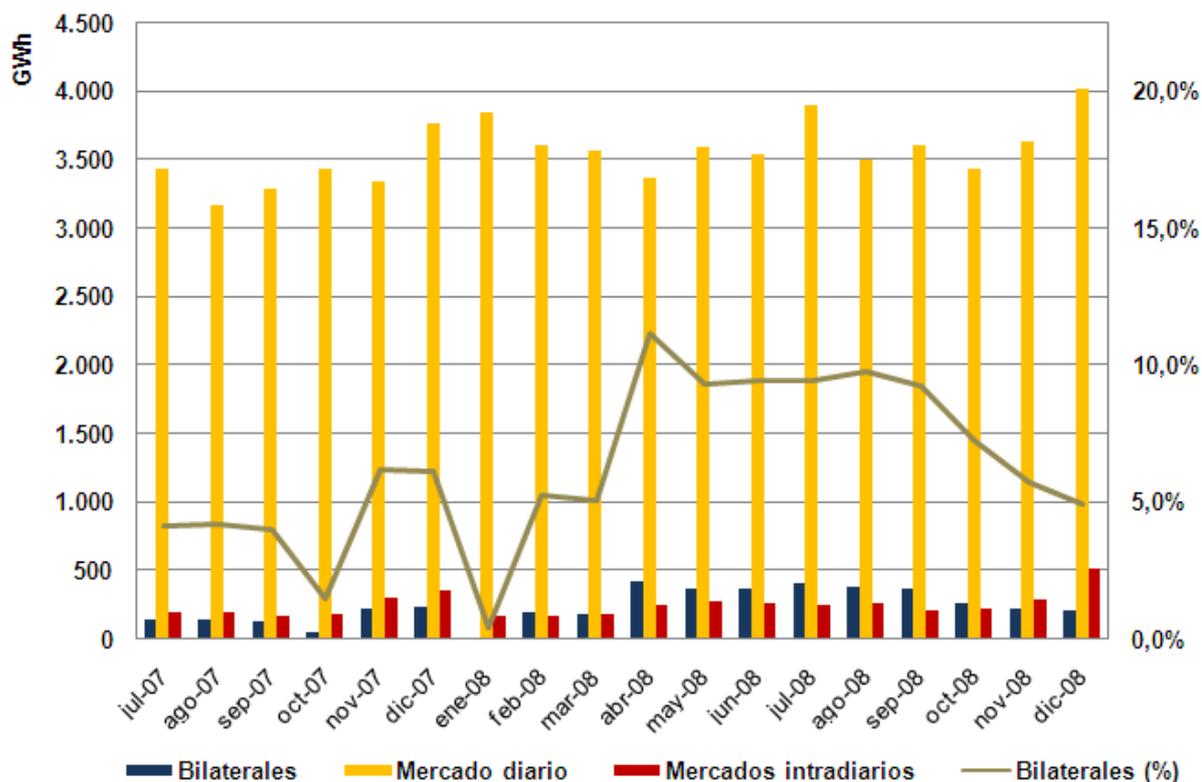
Para caracterizar la estructura de la demanda en el mercado mayorista hay que mencionar que la producción en régimen especial, en el marco legal existente en Portugal, la adquiere en su totalidad el comercializador de último recurso (CUR, que es una función desempeñada por EDP Serviço Universal), quien descuenta la previsión de las adquisiciones de sus necesidades de energía al PRE para suministrar a los clientes finales, para poder determinar así la demanda que dirige al mercado mayorista.

Los mecanismos de suministro de energía utilizados por los agentes comprenden la participación en el mercado a plazo, la participación en el mercado spot y la contratación bilateral. El primer mecanismo de contratación, cuando se utiliza para el suministro de energía, confirma la condición de liquidación física, por lo que la energía adquirida a plazo se reflejará en el mercado spot durante el periodo de entrega de los contratos a plazo respectivos (para realizar la liquidación física de éstos). En este sentido, en lo que respecta a la demanda física de energía, la estructura de la demanda por mercado solo puede considerar el mercado spot y la contratación bilateral.

Además, los mecanismos de compra obligatoria impuesta por las disposiciones legales a los CUR y distribuidores españoles confirman esta condición de entrega en el mercado spot de la energía adquirida en el mercado diario (liquidación física), por lo que se reflejan en la estructura de la demanda de dichos agentes.

El reparto de la demanda entre mercado spot y contratación bilateral se representa en la Figura 2.1.28 y es casi simétrica a la composición de la oferta entre dichos segmentos, con la leve diferencia de que, en el caso de la demanda y por existir oferta satisfecha a través de las importaciones, el peso relativo de la demanda bilateral junto con la demanda en el mercado spot es inferior al nivel calculado para la misma relación en el lado de la oferta.

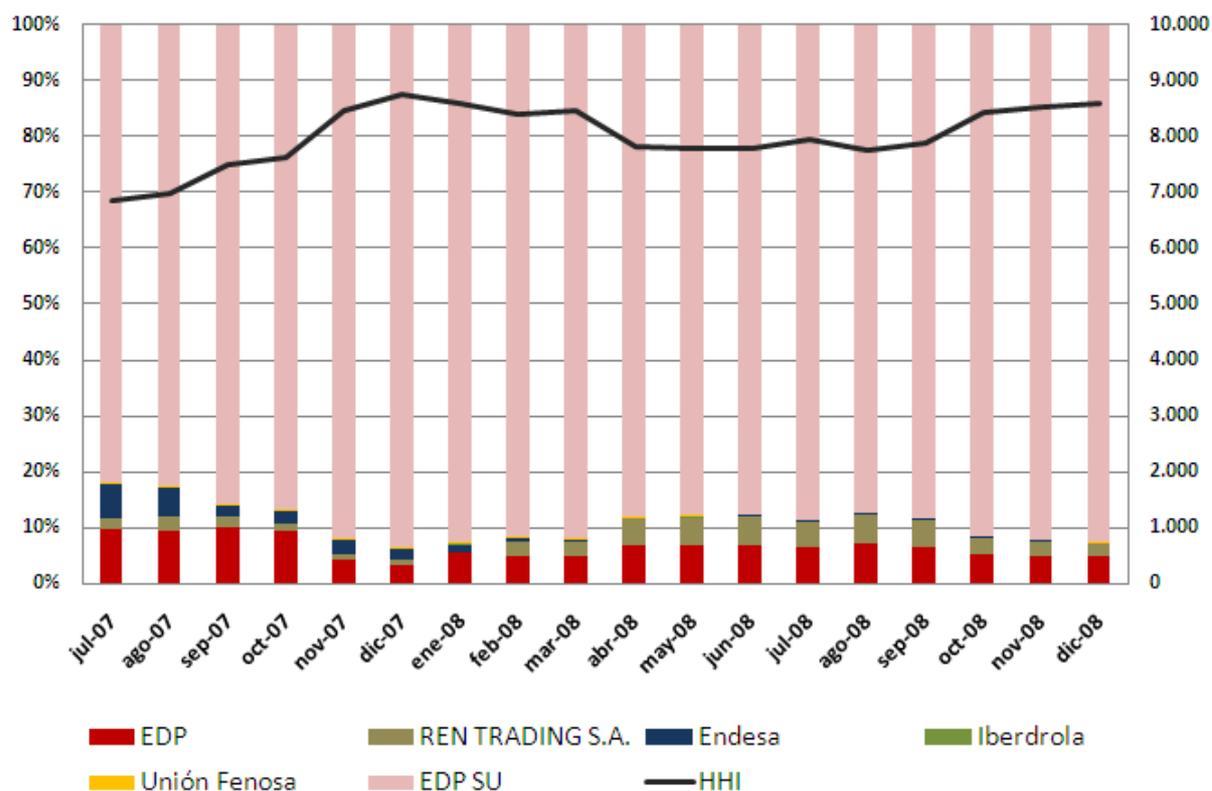
Figura 2.1.28 Demanda por segmento de mercado mayorista



Fuente: REN, OMEL y ERSE

La inexistencia de subastas de asignación de capacidad en la interconexión entre Portugal y España hace que la oferta y la demanda en el mercado bilateral sean simétricas, aunque la relación entre la oferta y la demanda en el mercado diario refleja la existencia de tránsitos en la interconexión, tendiendo el sistema portugués a ser el importador (por consiguiente, los valores de demanda en el mercado diario superan los valores de oferta).

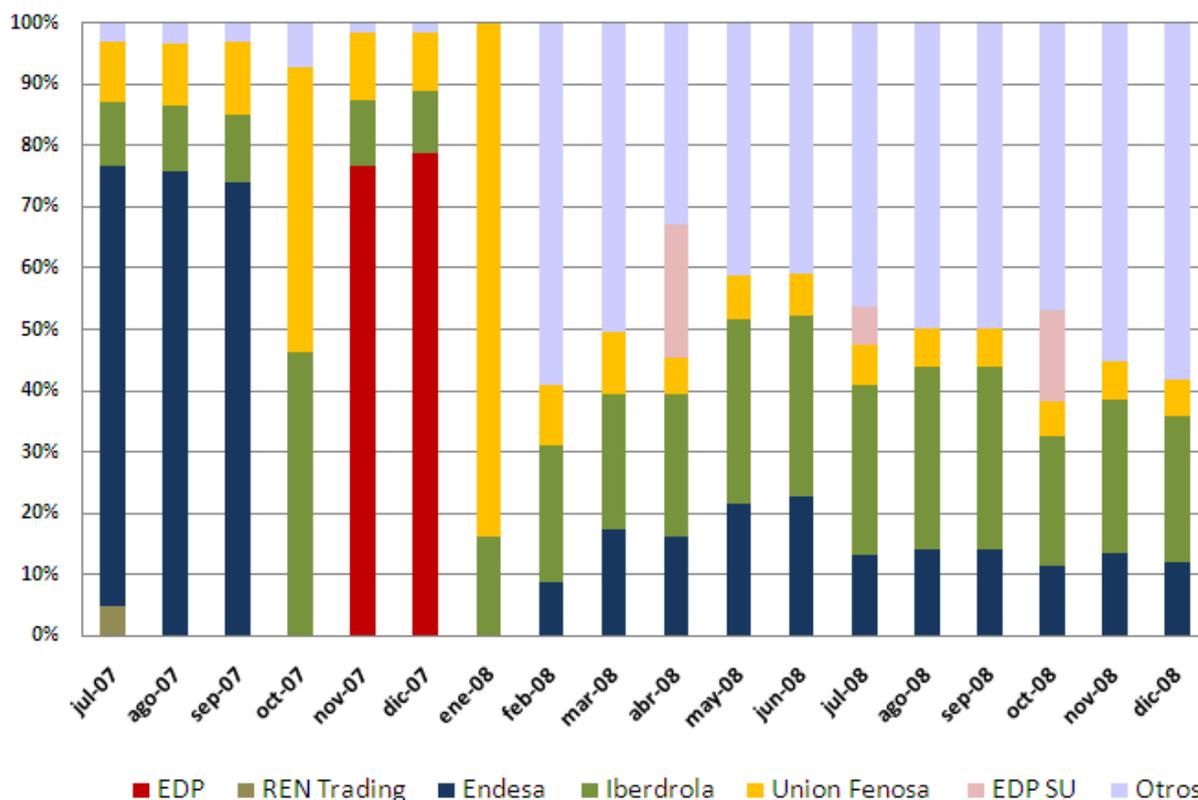
La demanda dirigida al mercado spot por agentes portugueses o que operan en el mercado portugués se encuentra muy concentrada, como se puede observar en la Figura 2.1.29, siendo el CUR el principal agente comprador. Es de vital importancia destacar que la casi totalidad de las necesidades de energía del sistema portugués se reflejan en la demanda dirigida al mercado spot, excluyendo, como se ha mencionado, la parte correspondiente a la PRE, que el CUR adquiere directamente de los agentes productores.

Figura 2.1.29 Composición relativa de la demanda en el mercado spot por agente

Fuente: REN, OMEL y ERSE

Asimismo, teniendo en cuenta que el componente principal de la energía negociada mediante contratos bilaterales corresponde a la ejecución de VPP y se refleja en operaciones de trading en el mercado spot, y que las subastas explícitas de capacidad no estaban implantadas, la demanda de abastecimiento de las carteras del mercado liberalizado minorista también se dirigió al mercado spot en 2007 y 2008.

La Figura 2.1.30 ilustra la repartición de la demanda satisfecha en contratación bilateral, haciéndose evidente el peso de la contratación subyacente de la ejecución de subastas de liberación de capacidad de producción (VPP), excepto en los periodos en los que no se cedió capacidad.

Figura 2.1.30 Composición relativa de la demanda en la contratación bilateral por agente

Fuente: REN y ERSE

2.1.2 EL MERCADO MINORISTA

La estructura del mercado minorista se basa en la coexistencia de dos formas principales de contratación del suministro de energía eléctrica:

- Contratación en mercado regulado, por aplicación de tarifas globales reguladas.
- Contratación en mercado liberalizado, con las condiciones de negociación de la energía definidas y acordadas entre las partes, y la aplicación del componente de acceso a las redes a través del precio regulado.

De forma genérica, la primera caracterización de la estructura del mercado minorista podría tener en cuenta el reparto entre mercado regulado y mercado liberalizado. Cabe destacar que la liberalización del mercado minorista se deriva de la aplicación de la Directiva 2003/54/CE, que establece que todos los consumidores podrán escoger libremente a su proveedor de electricidad, como muy tarde a partir del 1 de julio de 2007.

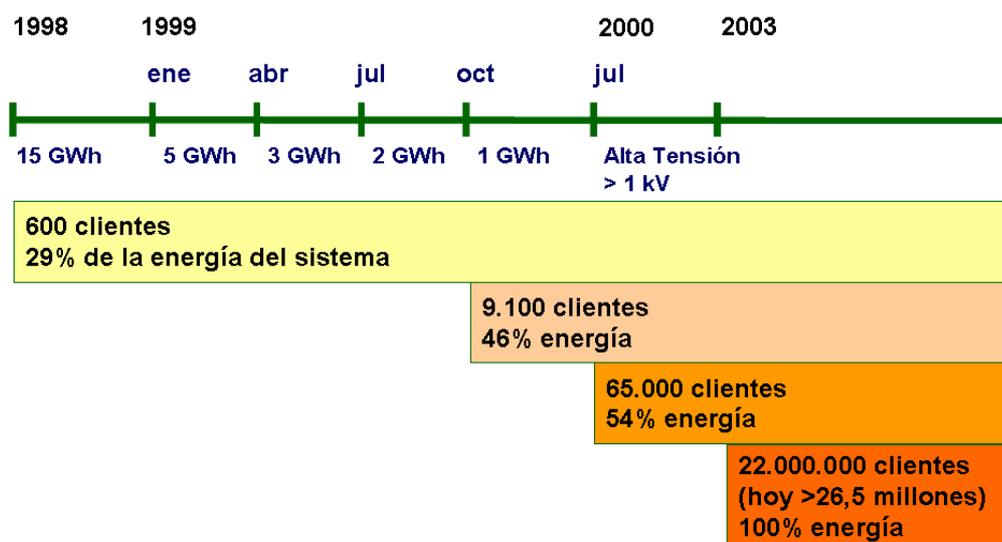
2.1.2.1 DEMANDA A TARIFA Y EN MERCADO LIBRE

ESPAÑA

El mercado minorista de electricidad en España es un mercado de más de 26.000.000 de clientes y con un consumo total de unos 254.860 GWh a finales de 2008⁹, siendo el 40,7% del consumo suministrado en el mercado liberalizado.

La liberalización se inicia en 1998, con la adopción de un calendario de elegibilidad progresivo en función, en sus primeras etapas, del volumen de consumo, y luego, de la tensión de suministro. Este proceso culmina el 1 de enero de 2003, fecha en que se alcanza la plena apertura del mercado: todos los consumidores pueden contratar el suministro en condiciones libremente pactadas con el proveedor de su elección.

Figura 2.1.31 España: calendario de liberalización



Fuente: normativa y CNE

Durante este proceso se mantuvo la estructura de tarifas integrales (las que incluyen tanto el precio de la energía como los peajes en concepto de acceso a las redes), y los clientes cualificados pudieron optar bien por permanecer en el mercado regulado y abonar dicha tarifa, bien por negociar su aprovisionamiento en el mercado libre. Esto permitió abordar una transición gradual, a costa de la coexistencia de dos modalidades de contratación, libre y regulada.

⁹ Energía consumida por los consumidores nacionales. CNE, Boletín Mensual de Indicadores Eléctricos y Económicos, dato provisional, abril de 2009.

Este enfoque progresivo funcionó de forma satisfactoria durante varios años en presencia de una tarifa regulada que cubría suficientemente los costes del sistema. Así, en una primera etapa, entre 1998 y 2001, se produjo la incorporación progresiva de clientes al mercado hasta alcanzar aproximadamente una tercera parte del consumo total del sistema. Tras un año de estancamiento, siguió un crecimiento moderado alimentado fundamentalmente por el acceso al mercado de los clientes en baja tensión, entre 2003 y julio de 2005.

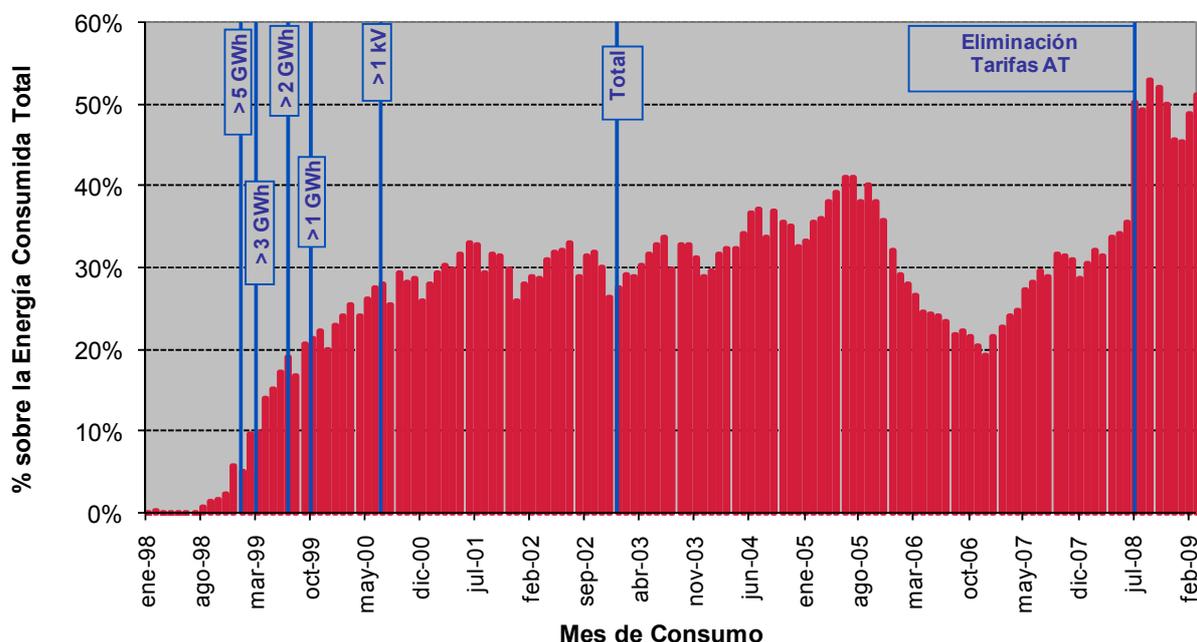
Ahora bien, a partir del tercer trimestre de 2005 se produjo una brusca caída debida fundamentalmente a que el incremento de los precios de la energía no fue reflejado en las tarifas integrales, con el consiguiente retorno de los clientes al mercado regulado.

En 2007 se produce un cambio relevante: el déficit, que hasta entonces había sido calculado *ex post* (generado, fundamentalmente, porque el coste real de aprovisionamiento afrontado por el suministro a tarifa fue superior al incorporado en la tarifa), pasa a tener naturaleza *ex ante*: (esto es, se reconoce la existencia del déficit *antes* de que se produzca, buscando su financiación mediante un mecanismo de subasta e incorporando la anualidad correspondiente en el cálculo de la tarifa de acceso, con carácter de coste regulado). El objetivo de esta disposición es doble: (1) eliminar barreras al desarrollo de la comercialización libre, al incorporar a las tarifas integrales el precio de mercado de la energía, y (2) laminar el efecto sobre los consumidores del incremento necesario para alcanzar la suficiencia tarifaria.

Esta medida fue acompañada, también en 2007, de la introducción de revisiones trimestrales de las tarifas integrales; supresión de las tarifas específicas de alumbrado público y tracción (en 2008 lo haría la de riegos agrícolas y la llamada Tarifa Horaria de Potencia) e irreversibilidad en el cambio desde tarifa a mercado libre para consumidores de alta tensión. En julio de 2008 se dio un paso clave en la consolidación de la liberalización al suprimirse las tarifas generales en alta tensión, estableciéndose además que, en tanto dichos clientes no suscriban un contrato en el mercado libre, sean facturados al precio de la tarifa de baja tensión de más alta potencia contratada, incrementada mensualmente en un 5%.

Como consecuencia de las diferentes medidas regulatorias adoptadas, la participación de la demanda en el mercado ha evolucionado de manera lenta y discontinua hasta julio de 2008: en 2005 se situaba en el 38% del total de la energía consumida, bajando al 25% en 2006 y subiendo nuevamente al 29% en 2007 y al 32,7% en abril de 2008. Por otra parte, después de la eliminación de las tarifas de alta tensión el 1 de julio de 2008, la cantidad de energía negociada en el mercado libre se ha disparado, superando el 50% del mercado total en octubre de 2008; en julio de 2009, la comercialización libre ha alcanzado el 60%, siendo el 40% restante atendido por los comercializadores de último recurso.

Figura 2.1.32 Evolución de la participación de la demanda en el mercado liberalizado (enero 1998-febrero 2009)

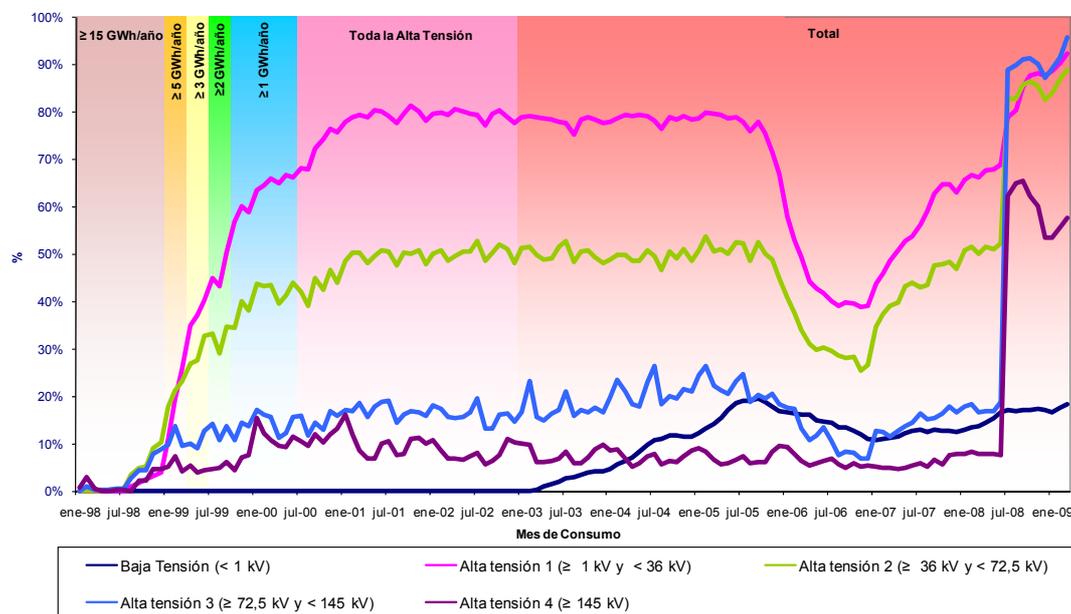


Fuente: CNE, Boletín Mensual de Indicadores Eléctricos y Económicos.

Asimismo, la Figura 2.1.33 muestra que la participación en el mercado libre varía significativamente entre los distintos tipos de consumidores: mientras que para los consumidores en baja tensión dicha participación ha sido tradicionalmente muy baja, en todo momento inferior al 20%, para los consumidores en alta tensión ha sido en general más elevada, con la excepción de los grupos 3 y 4. Se observa claramente el impacto de la eliminación de las tarifas de alta tensión a partir de julio de 2008, cuando la participación de todos los grupos de alta tensión alcanza valores de entre el 60% y el 90%.

La evolución observada responde en parte a la importancia del consumo doméstico en la composición de la demanda, que es tradicionalmente más reactivo al cambio de suministrador, pero también en buena medida al marco regulatorio vigente, en particular al déficit tarifario, y a la estructura de la oferta, tal y como se comenta más adelante en este capítulo.

Figura 2.1.33 Evolución de la participación de la demanda en el mercado liberalizado por tipo de consumidor (sistema peninsular, enero 1998-febrero 2009)



Fuente: CNE, Boletín Mensual de Indicadores Eléctricos y Económicos.

El 1 de julio de 2009 se introdujo el suministro de último recurso¹⁰, lo que supone que todos los consumidores de electricidad serán suministrados a través de un comercializador. No obstante, se ha impuesto la obligación de suministro a determinados comercializadores para los consumidores finales de energía eléctrica en baja tensión con potencia contratada inferior o igual a 10 kW. Estos consumidores pagarán por su suministro la tarifa de último recurso (TUR), que se configura como un precio máximo que incorpora el coste de producción, los peajes de acceso y el coste de comercialización.

La obligación de atender el suministro de último recurso recae sobre cinco comercializadoras de reciente creación vinculadas a otros tantos grupos empresariales con fuerte implantación en el territorio nacional¹¹. La designación de estas compañías será revisada, al menos, cada cuatro años.

La TUR¹² es aditiva y consta de dos términos: el término de potencia, que engloba el correspondiente término de potencia de la tarifa de acceso y el margen de comercialización, expresado en Euros/kW, y

¹⁰ Véase Real Decreto 485/2009, de 3 de abril, por el que se regula la puesta en marcha del suministro de último recurso en el sector de la energía eléctrica.

¹¹ Estas compañías son: ENDESA ENERGÍA XXI, S. L. (grupo Endesa), IBERDROLA COMERCIALIZACIÓN DE ÚLTIMO RECURSO, S. A. U. (grupo Iberdrola), GAS NATURAL S.U.R. SDG, S.A. (grupo Unión Fenosa-Gas Natural), HIDROCANTÁBRICO ENERGÍA ÚLTIMO RECURSO, S. A. U. (grupo Hidrocantábrico, perteneciente a la portuguesa EDP), y E.ON COMERCIALIZADORA DE ÚLTIMO RECURSO, S. L. (grupo E.ON, al que pertenecen los activos de la antigua Electra de Viesgo).

año y el término de energía, que recoge el correspondiente término de energía de la tarifa de acceso y el coste de la energía suministrada, valorado a partir del coste de los contratos a plazo negociados de subastas de futuros OMIP y de las subastas CESUR, con entrega en la zona española del MIBEL, el sobrecoste inducido por los servicios de ajuste del Sistema y una determinada prima por el riesgo¹³ que corre el comercializador de último recurso por la compra anticipada de la energía. Cabe señalar que el coste de la energía incluido en la TUR se establece directamente a través de mecanismos de mercado a plazo (subastas de energía voluntarias para los CUR),

Se estima que en España tienen derecho a la TUR cerca de 25 millones de clientes, que representan el 28,5% del total de la demanda nacional.

PORTUGAL

En diciembre de 2008 el sector eléctrico de Portugal continental tenía un total de 6.089.179 clientes, con un consumo anual previsto de 50.708 GWh.

El proceso de liberación del sector eléctrico en Portugal continental siguió una metodología similar a la de la mayor parte de los países europeos. Esto es, la apertura de mercado se realizó de forma progresiva, comenzando por los clientes de mayor consumo y nivel de tensión más elevado.

La apertura del mercado se inició en 1995 para los grandes consumidores industriales, ampliándose sucesivamente a todos los consumidores en muy alta, alta, media y baja tensión, así como tensión especial (potencia contratada superior a 41,4 kW). El 4 de septiembre de 2006 se concretó la última etapa de la liberalización del mercado de electricidad, a partir de la cual la totalidad de los cerca de 6 millones de clientes pasó a poder escoger proveedor de energía eléctrica.

Actualmente, coexisten el mercado libre (ML) y el mercado regulado (MR) y todos los clientes pueden negociar sus contratos de energía con un comercializador en el mercado libre o permanecer en el mercado regulado y pagar las tarifas de último recurso.

La apertura del mercado portugués de energía eléctrica se realizó en distintas fases, pudiendo distinguirse cuatro periodos de aplicación de la normativa sobre la apertura del mercado de suministro de energía eléctrica, que se caracterizan de la siguiente forma:

¹² Véase Orden ITC/1659/2009, de 22 de junio, por la que se establece el mecanismo de traspaso de clientes del mercado a tarifa al suministro de último recurso de energía eléctrica y el procedimiento de cálculo y estructura de las tarifas de último recurso de energía eléctrica.

¹³ La prima por riesgo refleja el sobrecoste que para los comercializadores de último recurso supone el desfase existente entre el momento en el cual se considere que se realiza la contratación y el momento de la entrega.

- a) Hasta el 31 de diciembre de 2001, se consideraban elegibles para escoger libremente a su proveedor las instalaciones consumidoras de energía eléctrica de media tensión¹⁴ (MT), alta tensión¹⁵ (AT) y muy alta tensión¹⁶ (MAT) con un consumo anual mínimo de 9 GWh.
- b) Entre el 1 de enero de 2002 y finales de febrero de 2004, se consideraban candidatas todas las instalaciones consumidoras de energía eléctrica en MAT, AT o MT, con un consumo efectivo o previsto no nulo.
- c) En 2004, con la publicación del Decreto-Ley nº 36/2004, de 26 de febrero, pasaron a considerarse igualmente consumidores elegibles los clientes de baja tensión especial (BTE)¹⁷, con un consumo efectivo o previsto no nulo.
- d) Todavía durante el año 2004, con la publicación del Decreto-Ley nº 192/2004, de 17 de agosto, la elegibilidad se amplió a todos los clientes de Portugal continental. El ejercicio efectivo de elección de comercializador por parte de los clientes de energía eléctrica en baja tensión normal (BTN)¹⁸ se detuvo hasta la completa implantación del sistema informático necesario para gestionar los procedimientos de cambio de comercializador, cuya fecha de entrada en vigor fue el 4 de septiembre de 2006.

¹⁴ Tensión entre fases cuyo valor eficaz es superior a 1 kV e igual o inferior a 45 kV.

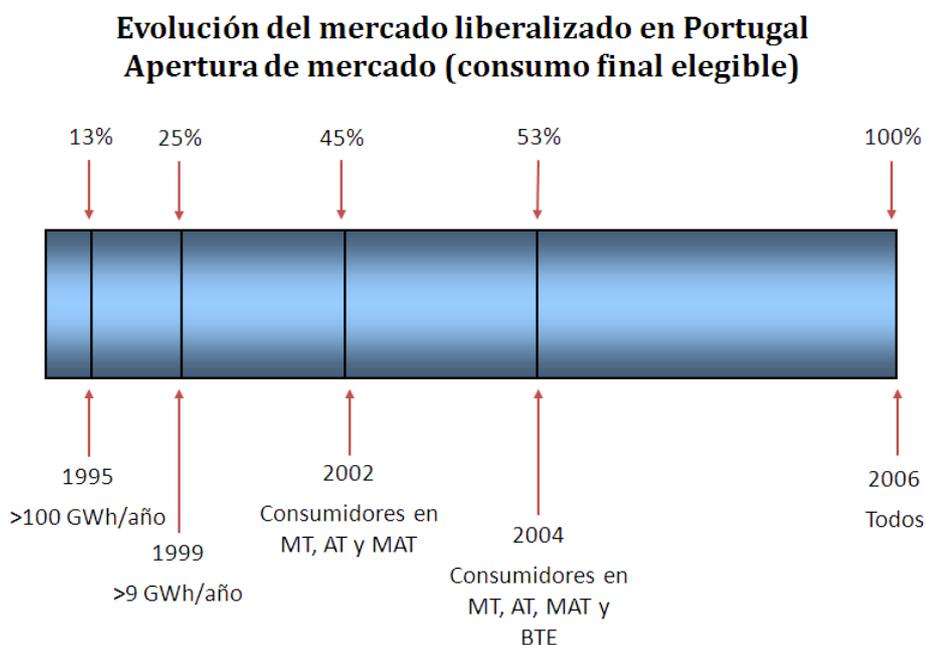
¹⁵ Tensión entre fases cuyo valor eficaz es superior a 45 kV e igual o inferior a 110 kV.

¹⁶ Tensión entre fases cuyo valor eficaz es superior a 110 kV.

¹⁷ Tensión entre fases cuyo valor eficaz es igual o inferior a 1 kV y con potencia contratada superior a 41,4 kW.

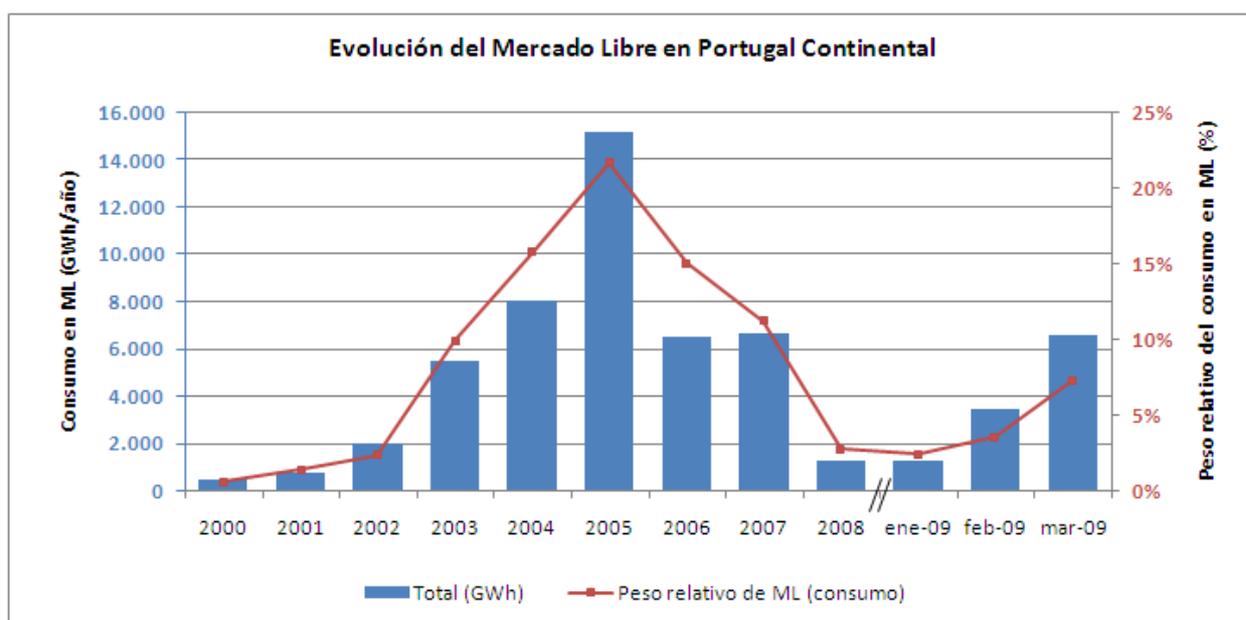
¹⁸ Tensión entre fases cuyo valor eficaz es igual o inferior a 1 kV y con potencia contratada igual o inferior a 41,4 kW.

Figura 2.1.34 Calendario de liberalización en Portugal



La evolución del mercado libre en Portugal no ha sido lineal y destacan durante este proceso algunos hechos relevantes que acabaron por condicionar su funcionamiento.

Figura 2.1.35 Evolución del mercado libre en Portugal Continental (consumo en ML)



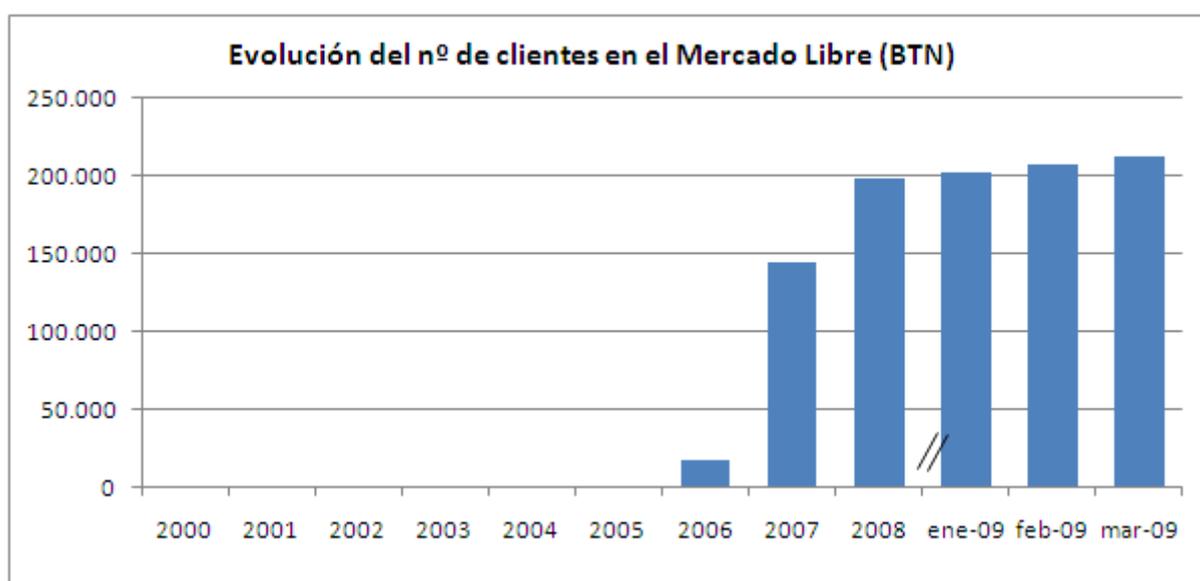
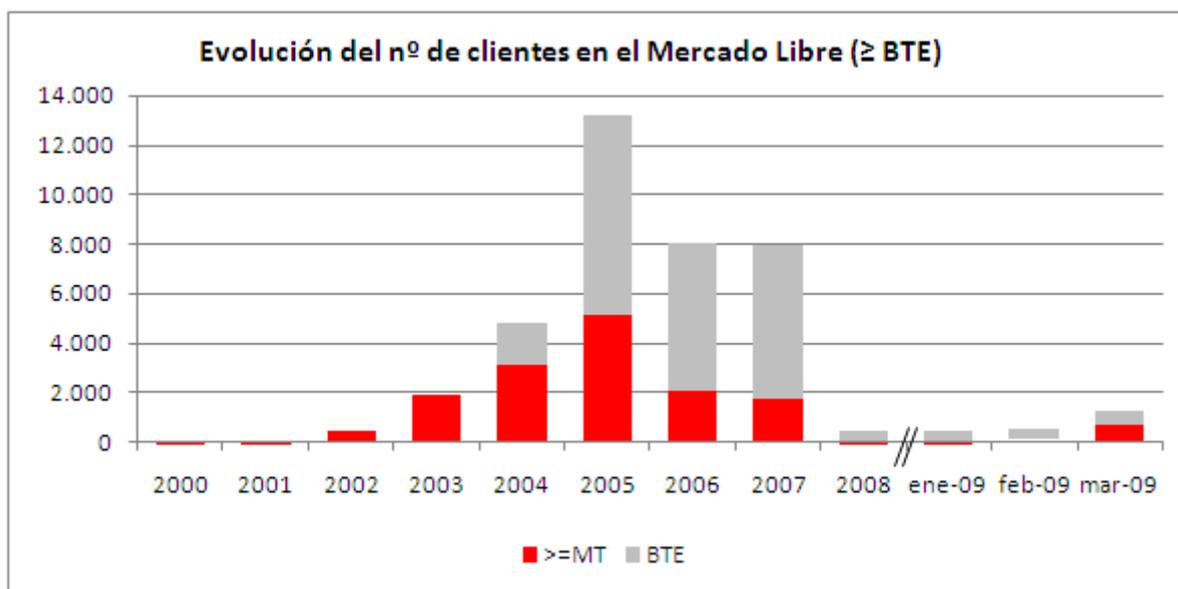
Los primeros años, después de la apertura del mercado y la migración efectiva de los primeros clientes al mercado libre (hasta 2005), se caracterizaron por un crecimiento sistemático de su dimensión, tanto en número de clientes como en consumo. El hecho de que los costes hundidos del sistema eléctrico, asociados a la existencia de contratos de adquisición de energía (CAE), estuvieran totalmente repercutidos en las tarifas que se aplicaban a los clientes del mercado regulado, creó condiciones favorables para el traspaso de clientes del mercado regulado al mercado libre, aprovechando la diferencia que existía entre las tarifas de último recurso y los precios en el mercado libre. Por otro lado, la ausencia de congestiones en las interconexiones con España durante este tiempo permitió la entrada de agentes externos en Portugal, los cuales promovieron el desarrollo del mercado libre.

Durante el año 2006 la situación se invirtió con el retorno de clientes al mercado regulado, con la excepción de los clientes residenciales, para los cuales se produjo la apertura del mercado en septiembre de 2006. Esta situación se explica por la subida de los precios en el mercado diario español, y la consecuente pérdida de competitividad de los precios ofrecidos por los comercializadores libres frente a las tarifas de último recurso.

En 2007 esta tendencia de regreso del cliente al mercado regulado se mantuvo. Durante este año, la publicación del Decreto Ley nº 264/2007, de 24 de julio, permitió la aparición de un mercado organizado y el establecimiento de normas transparentes en la imputación de los costes hundidos del sistema eléctrico a todos los clientes del sector eléctrico (aplicación de los CMEC, Costes de Mantenimiento del Equilibrio Contractual), corrigiéndose las anteriores distorsiones en los precios de la energía eléctrica.

En el año 2008 el mercado libre en Portugal pasó a ser prácticamente residual, debido a las diferencias detectadas en los precios de la energía en el mercado libre y en el mercado regulado. Las tarifas de último recurso vigentes para 2008 se calcularon a finales de 2007 con las mejores previsiones al alza, tanto de las empresas reguladas como de la ERSE, sin anticipar ningún déficit tarifario ex-ante de acuerdo con las mejores prácticas de la normativa.

La subida acentuada de los precios de los combustibles fósiles desde finales de 2007 y, en consecuencia, de los precios de la energía eléctrica en los mercados organizados de energía, no se reflejó en las tarifas de último recurso, provocando desajustes importantes entre el nivel de costes incluido en las tarifas de energía eléctrica de último recurso y los costes efectivamente pagados por los comercializadores que actúan en el mercado libre. Esta situación dio lugar a un regreso de prácticamente todos los clientes al mercado regulado, excepto los clientes residenciales (BTN).

Figura 2.1.36 Evolución del mercado libre en Portugal Continental (nº de clientes del ML)

Fuente: EDP

El aumento de la dimensión del mercado libre, en cuanto al número total de clientes, se debe exclusivamente a la entrada de clientes residenciales, para los que se inició la liberalización en septiembre de 2006. Para los demás niveles de tensión se aprecia la salida masiva de los clientes del mercado libre al mercado regulado, desde el año 2006 hasta el 2008. Las previsiones para el año 2009 indican un retorno progresivo y acentuado del mercado libre, situación que ya se aprecia en febrero y marzo de 2009, con la migración de clientes industriales (media y alta tensión) del mercado regulado al mercado libre. En Portugal, el proceso de liberalización está acelerando en los últimos meses (el mercado libre ha superado el 27% de la demanda total en julio de 2009).

Cabe señalar que, en términos de estructura del mercado, la comercialización regulada de energía eléctrica en Portugal se establece desde el inicio de 2007, como una actividad jurídicamente independiente del operador de red de distribución, considerándose de forma individual y estando sujetas a obligaciones de segregación de información. Paralelamente, existen otros 10 operadores de índole local que, en cuanto a energía comercializada, no superan el 1% del consumo total en Portugal continental, y que se corresponden con el ámbito de la comercialización de último recurso.

2.1.2.2 DEMANDA DE ENERGÍA POR TIPO DE CLIENTE FINAL

ESPAÑA

Los consumidores de electricidad se diferencian por sus preferencias, costes, perfil de consumo y, por lo tanto, por su elasticidad al precio. Atendiendo a estas características, se pueden distinguir esencialmente tres grandes grupos de consumidores: grandes clientes industriales, pequeñas y medianas empresas (PYMES) y consumidores domésticos y pequeños comercios.

Para los grandes consumidores industriales la electricidad es un factor fundamental del proceso productivo y el coste eléctrico representa una proporción relevante de los costes totales. Además la gran mayoría de estos consumidores están conectados en alta tensión, conocen muy bien el funcionamiento del sistema eléctrico, realizan el mantenimiento de sus instalaciones y muchos de ellos son capaces de gestionar su curva de carga. Esto justifica, en muchos casos, la instalación de equipos de telemedida y la existencia de departamentos internos dedicados a la optimización de la compra de la energía, que recopilan y comparan entre sí las ofertas comerciales. Por tanto, se trata de consumidores sensibles al precio y con bajos costes de cambio de suministrador.

Para los consumidores domésticos y pequeños comercios conectados en baja tensión el coste de la electricidad no tiene un peso elevado sobre sus costes totales. En general, estos consumidores no suelen dedicar recursos a la búsqueda de información y a la comparación de ofertas comerciales y no invierten en contadores de medida sofisticados que les permitan optimizar su curva de carga. En consecuencia, su sensibilidad al precio es generalmente reducida y la disponibilidad al cambio de suministrador es escasa.

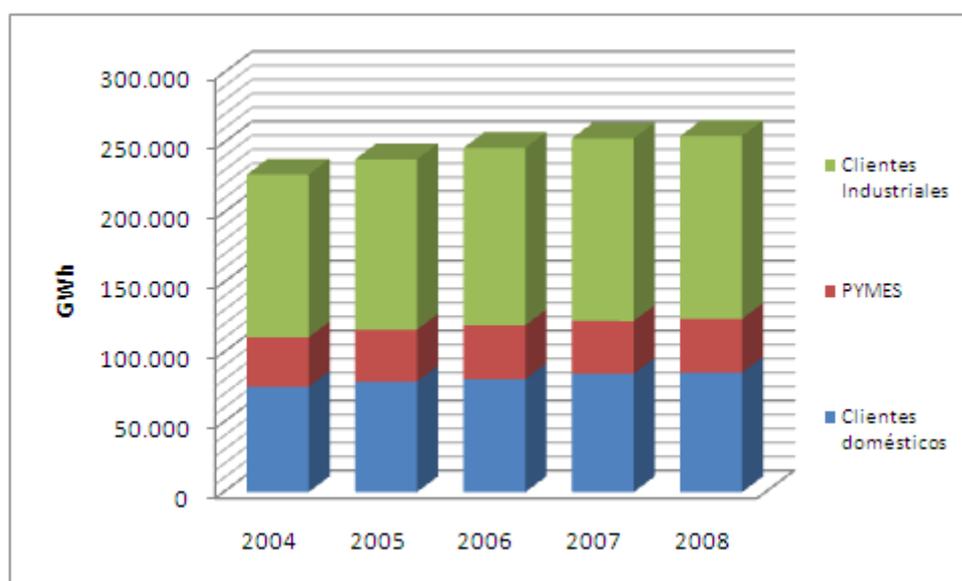
Finalmente, se identifica el grupo de las PYMES que presenta una gran diversidad, acentuada además por diferencias regionales. En general, para estas empresas el coste eléctrico es relativamente bajo con respecto a sus costes totales. Sin embargo, el carácter empresarial de estos consumidores y el tratamiento de la electricidad como un factor de producción similar a los demás, les permite tener cierta sensibilidad al precio.

Como clasificación indicativa, dirigida a identificar estas 3 categorías de clientes se ha optado por la siguiente aproximación¹⁹:

- Grandes clientes industriales: todos los consumidores en alta tensión
- PYMES: consumidores de baja tensión con potencia contratada > 15 kW
- Consumidores domésticos y pequeños comercios: consumidores de baja tensión con potencia contratada < 15 kW

El reparto de la demanda total nacional en España entre estos grupos de consumidores se ha mantenido relativamente estable durante los últimos 5 años: los grandes clientes industriales representan alrededor del 51%, los domésticos el 33% y las PYMES el 15%.

Figura 2.1.37 *Reparto de la energía consumida por categoría de consumidor (2004-2008)*



Fuente: CNE, Base datos de liquidaciones

PORTUGAL

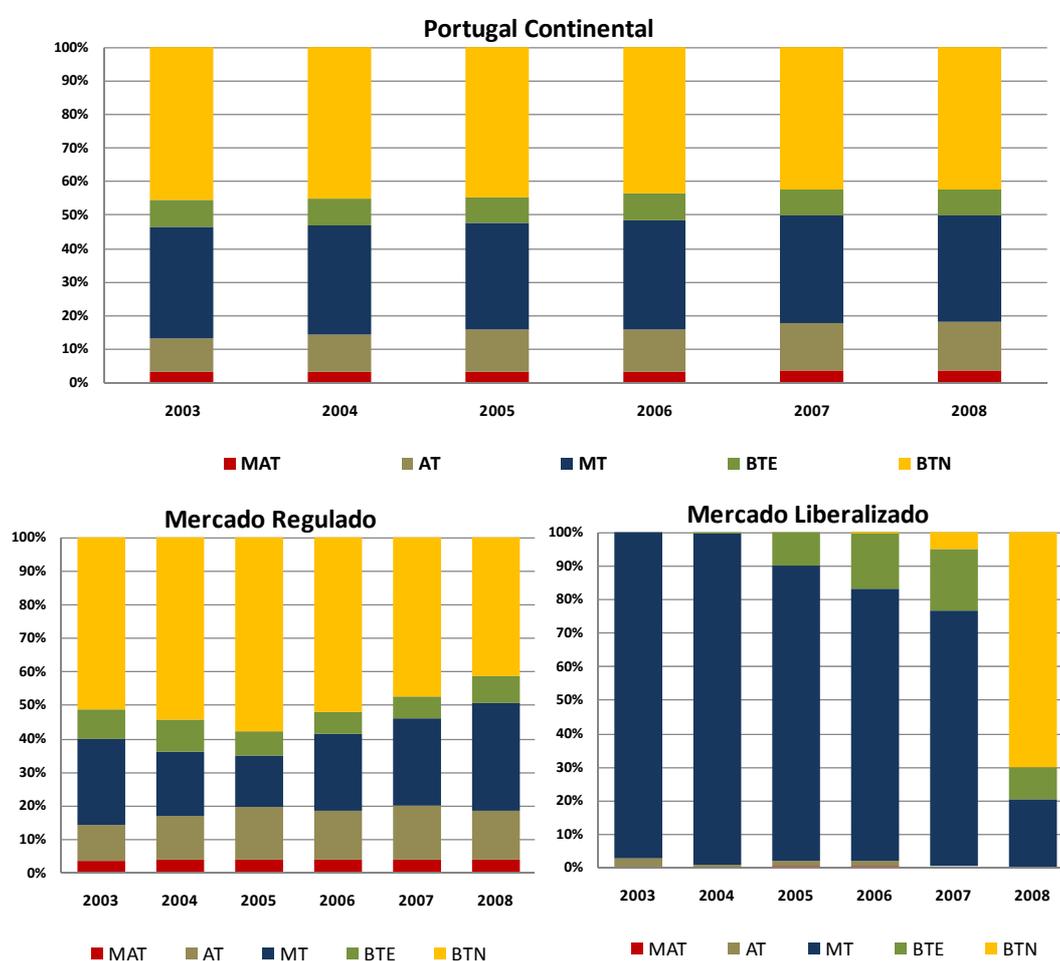
La evolución de la demanda por tipo de cliente puede caracterizarse en función de la distribución del consumo del conjunto de consumidores del sistema portugués por nivel de tensión. Esta segmentación puede efectuarse en el conjunto del sistema portugués, excluidos los sistemas eléctricos de las regiones autónomas de Madeira y Azores, y, por separado, en el mercado regulado (clientes a tarifa) y en el

¹⁹ Se trata de una clasificación *ad hoc*, dado que no existen tarifas eléctricas por tipo de usuario en España.

mercado liberalizado. Estos dos mercados funcionan como vasos comunicantes, por lo que una modificación en la estructura de la demanda por cliente en uno de los mercados acaba por reflejarse en el otro, ponderadas las dimensiones relativas a cada uno de ellos.

La Figura 2.1.38 ilustra la evolución de los consumos (demanda) de los distintos consumidores agregados por nivel de tensión, tanto para el conjunto del sistema portugués como para cada uno de los mercados. Esta figura permite observar el peso significativo de los clientes de media tensión en la composición del mercado liberalizado (ML) hasta 2007, constatándose que en 2008 el ML está compuesto principalmente por clientes de baja tensión normal (BTN).

Figura 2.1.38 Caracterización de la demanda por tipo de consumidor



Fuente: EDP y ERSE

2.1.2.3 COMPOSICIÓN DE LA OFERTA DE ENERGÍA

ESPAÑA

Dada la capacidad de los consumidores de elegir entre distintas alternativas de suministro (en el mercado libre y a tarifa) y considerando la próxima entrada en vigor del nuevo sistema basado en la tarifa de último recurso, es apropiado analizar la estructura del mercado de suministro a clientes finales sin separar entre segmento regulado y segmento liberalizado²⁰. A su vez, para un análisis más detallado, este mercado global debe desglosarse en tres sub-mercados correspondientes a los distintos grupos de consumidores anteriormente identificados.

Considerando, en primer lugar, el mercado en su totalidad, se observa un grado elevado de concentración, con tendencia a reducirse, durante todo el periodo 2006-2008. El HHI supera el nivel de 3.000 en 2006 y 2007, y disminuye hasta 2.811 en 2008. Esta evolución refleja principalmente el descenso en la cuota de IBERDROLA, que pasa del 34% en 2006 al 28% en 2008 y las mayores cuotas de operadores como UNIÓN FENOSA, HIDROCANTÁBRICO y GAS NATURAL. Asimismo, se señala el aumento de la cuota de “otros” comercializadores, que incluye tanto el aumento de las ventas de pequeños operadores como NEXUS y CENTRICA, pero también las ventas de nuevos entrantes como FORTIA, EGL, ACCIONA GREEN ENERGY, ATEL ENERGÍA, DETISA en el segundo semestre de 2008.

Tabla 2.1 *Evolución de las cuotas empresariales en el mercado minorista de electricidad total, en términos de energía suministrada*

Grupo empresarial	2006	2007	2008
ENDESA	42,64%	43,02%	41,32%
IBERDROLA	33,71%	31,70%	28,26%
FENOSA	13,62%	14,53%	15,20%
HIDROCANTÁBRICO*	5,79%	6,64%	6,58%
GAS NATURAL	1,11%	0,87%	2,41%
EON	1,96%	1,98%	1,58%
OTROS	1,18%	1,25%	4,65%
Total General	100,00%	100,00%	100,00%
HHI	3.180	3.118	2.810

Fuente: CNE, Base de datos de liquidaciones
* Incluye la cuota de NATURGAS

²⁰ En este sentido se ha expresado el TDC en el expediente C94/05 GAS NATURAL/ENDESA, la Comisión Europea en el caso COMP/M.3440 ENI/EDP/GDP y, muy recientemente, la CNC sobre el expediente C/0098/08 GAS NATURAL/UNIÓN FENOSA.

En lo que concierne al sub-mercado de clientes domésticos y pequeños comercios, se observa cierta estabilidad en las cuotas empresariales. ENDESA e IBERDROLA mantienen sus cuotas casi inalteradas, superando el 70% durante todo el periodo. Por otra parte, GAS NATURAL y el grupo de “otros” suministradores, reducen sus cuotas por debajo del 1% (en este grupo están incluidos esencialmente pequeños distribuidores, puesto que los nuevos comercializadores tienden a operar casi exclusivamente en el segmento industrial). Como resultado, el HHI supera el nivel de 3.500 durante todo el periodo considerado, mostrando una leve tendencia al alza.

Tabla 2.2 *Evolución de las cuotas empresariales en el sub-mercado de suministro de electricidad a clientes domésticos y pequeños comercios, en términos de energía suministrada*

Grupo empresarial	2006	2007	2008
ENDESA	44,50%	45,07%	44,90%
IBERDROLA	36,48%	36,73%	37,18%
FENOSA	13,45%	13,65%	13,60%
HIDROCANTÁBRICO*	2,05%	2,09%	2,08%
GAS NATURAL	1,81%	0,66%	0,43%
EON	1,60%	1,66%	1,68%
OTROS	0,10%	0,13%	0,13%
Total General	100,00%	100,00%	100,00%
HHI	3.502	3.575	3.590

Fuente: CNE, Base de datos de liquidaciones

** Incluye la cuota de NATURGAS*

El sub-mercado de PYMES muestra un grado de concentración todavía mayor al del sub-mercado doméstico, registrando un HHI que supera el valor de 3.600 durante todo el periodo analizado, que refleja principalmente el aumento de la cuota de ENDESA y UNIÓN FENOSA, y la caída de IBERDROLA, GAS NATURAL y otros comercializadores de menor tamaño.

Tabla 2.3 Evolución de las cuotas empresariales en el sub-mercado de suministro de electricidad a PYMES, en términos de energía suministrada

Grupo empresarial	2006	2007	2008
ENDESA	48,82%	49,61%	50,22%
IBERDROLA	32,72%	32,68%	31,01%
FENOSA	12,23%	12,43%	13,46%
HIDROCANTÁBRICO*	2,15%	2,43%	2,76%
GAS NATURAL	1,25%	0,49%	0,29%
EON	1,89%	1,79%	1,63%
OTROS	0,94%	0,56%	0,63%
Total General	100,00%	100,00%	100,00%
HHI	3.614	3.693	3.675

Fuente: CNE, Base de datos de liquidaciones
* Incluye la cuota de NATURGAS

Finalmente, cabe destacar la evolución positiva del sub-mercado de grandes clientes industriales, que se ha caracterizado por una reducción del HHI, desde 2.902 en 2006 hasta 2.288 en 2008. En efecto, tanto las cuotas de ENDESA, como la de IBERDROLA han descendido de forma drástica en este segmento, y, correspondientemente, se han reforzado casi todos los otros operadores, en particular GAS NATURAL, y se ha observado un aumento importante en la cuota de “otros” comercializadores (este es el segmento donde se ha registrado el mayor número de nuevos entrantes).

Tabla 2.4 Evolución de las cuotas empresariales en el sub-mercado de suministro de electricidad a grandes clientes industriales en términos de energía suministrada

Grupo empresarial	2006	2007	2008
ENDESA	39,57%	39,79%	36,36%
IBERDROLA	32,24%	28,16%	21,63%
FENOSA	14,16%	15,71%	16,75%
HIDROCANTÁBRICO*	9,27%	10,81%	10,64%
GAS NATURAL	0,63%	1,12%	4,32%
EON	2,20%	2,24%	1,50%
OTROS	1,93%	2,17%	8,80%
Total General	100,00%	100,00%	100,00%
HHI	2.900	2.751	2.282

Fuente: CNE, Base de datos de liquidaciones;
* Incluye la cuota de NATURGAS

Dado que la salida a mercado se traduce en un trasvase de clientes entre distintos grupos empresariales, cabe señalar que el núcleo de la actividad de los comercializadores integrados en grupos también presentes en distribución se desarrolla aún en las áreas de distribución de su propio grupo, pero varias comercializadoras (E.ON, UNIÓN FENOSA, HIDROCANTÁBRICO) suministran una parte muy significativa de la energía que comercializa a través de redes ajenas.

Tabla 2.5 *Cuotas de fidelización y pérdida de energía asociada para cada distribuidor a 31 de diciembre de 2008*

%CUOTA ENERGÍA COMERCIALIZADOR	DISTRIBUIDOR				
	E.ON	ENDESA	H.CANTABRICO	IBERDROLA	U. FENOSA
CENTRICA ENE	0,00	0,00	0,10	0,00	0,00
CONS DIR MER	5,28	0,00	0,00	0,00	0,00
E.ON	14,23	0,65	0,00	0,75	0,22
ENDESA E.	22,49	74,75	8,38	14,24	10,05
ENR.GRAN.COM	0,00	7,79	2,82	0,00	0,00
FACTORE.	0,00	0,00	0,04	0,00	0,00
GASNAT COMER	2,81	2,85	0,52	4,19	3,66
GASNAT SERVI	0,18	0,47	0,02	0,27	0,34
HCANTAB ENER	6,59	3,90	80,64	9,46	5,55
HISPAELEC E.	0,06	0,15	2,16	0,77	0,06
IBERDROLA SA	0,76	1,40	1,37	35,32	3,09
NATURGAS COM	0,00	0,01	0,00	3,94	0,00
NEXUS E.	0,01	1,13	0,00	0,00	0,00
OTROS	42,00	1,95	0,12	18,00	18,01
U.FENOSA COM	5,49	4,60	3,83	13,07	57,64
U.FENOSA GEN	0,08	0,34	0,00	0,00	1,37
TOTAL	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00

Fuente: CNE, a partir de datos recabados mediante su Circular 1/2005, de 30 de junio

En resumen, la competencia en el mercado minorista presenta avances sobre todo en el segmento de los consumidores industriales, por su naturaleza más abiertos y dispuestos al cambio de suministrador, y debido a que, además, desde el 1 de julio de 2008, no disponen de tarifas reguladas.

El desarrollo futuro del mercado minorista dependerá, en gran medida, del éxito de la introducción del suministro de último recurso. Al respecto, cabe señalar que, en España únicamente tienen derecho a suministro de último recurso los consumidores de baja tensión con potencia contratada inferior a 10 kW²¹

²¹ Esto implica adelantar el calendario previsto en la Disposición adicional vigésimo cuarta de la Ley 54/1997, en la redacción dada por la Ley 17/2007, que establece que a partir de 2011 podrán acogerse a la TUR los consumidores con potencia contratada inferior a 50 kW.

y que las tarifas de último recurso se construyen de forma aditiva, añadiendo a las tarifas de acceso, el coste de la energía y el coste de la comercialización de último recurso.

El Real Decreto 485/2009 designa como suministradores de último recurso las siguientes empresas comercializadoras: ENDESA ENERGÍA XXI, S.L., IBERDROLA COMERCIALIZACIÓN DE ÚLTIMO RECURSO, S.A.U., UNIÓN FENOSA METRA, S.L., HIDROCANTÁBRICO ENERGÍA ÚLTIMO RECURSO, S.A.U y E.ON COMERCIALIZADORA DE ÚLTIMO RECURSO, S.L. En todos los casos se trata de filiales de las principales empresas eléctricas establecidas en España y se prevé que la designación sea revisada al menos cada cuatro años.

Por último, otras referencias relevantes en la regulación del mercado minorista español son la constitución de la Oficina de cambios de suministrador, el plan de sustitución de equipos de medida y la inminente creación de la Oficina de defensa del consumidor de productos energéticos:

- La Oficina de Cambios de Suministrador se configura como una sociedad mercantil anónima, cuyo objeto social exclusivo es la *supervisión*²², de los cambios de suministrador tanto en el sector de la electricidad como del gas natural. La Oficina es participada por los comercializadores y distribuidores de electricidad y gas (70% y 30%, respectivamente; sendas cuotas son compartidas a partes iguales por los agentes activos en electricidad y gas). Si bien las bases de datos de consumidores y puntos de suministro obran en poder de comercializadores y distribuidores, la Oficina tiene amplias facultades para recabar y proporcionar (gratuitamente) cuanta información considere pertinente para el desarrollo de su función de supervisión, así como para promover la agilización del intercambio de dicha información y del proceso de cambio. La Oficina remitirá anualmente una memoria de actividades²³ al Ministerio de Industria, Turismo y Comercio y a la CNE (<http://www.ocsum.es>).
- Las directrices generales del plan de sustitución de equipos de medida fueron establecidas por la disposición adicional 1ª de la Orden ITC/3860/2007, de 28 de diciembre; afecta a todos los equipos de hasta 15 kW, y debe permitir la discriminación horaria del consumo y la telegestión de todos los puntos de suministro, en una serie de plazos sucesivos, antes del fin de 2018.

PORTUGAL

La caracterización de la demanda por segmento de mercado se puede realizar a través de una aproximación entre la agregación de los consumidores por nivel de tensión y tipo de consumidor. En la práctica, se considera que el conjunto de clientes de BTN corresponde al segmento de clientes

²² Real Decreto 1011/2009, de 19 de junio, por el que se regula la Oficina de Cambios de Suministrador.

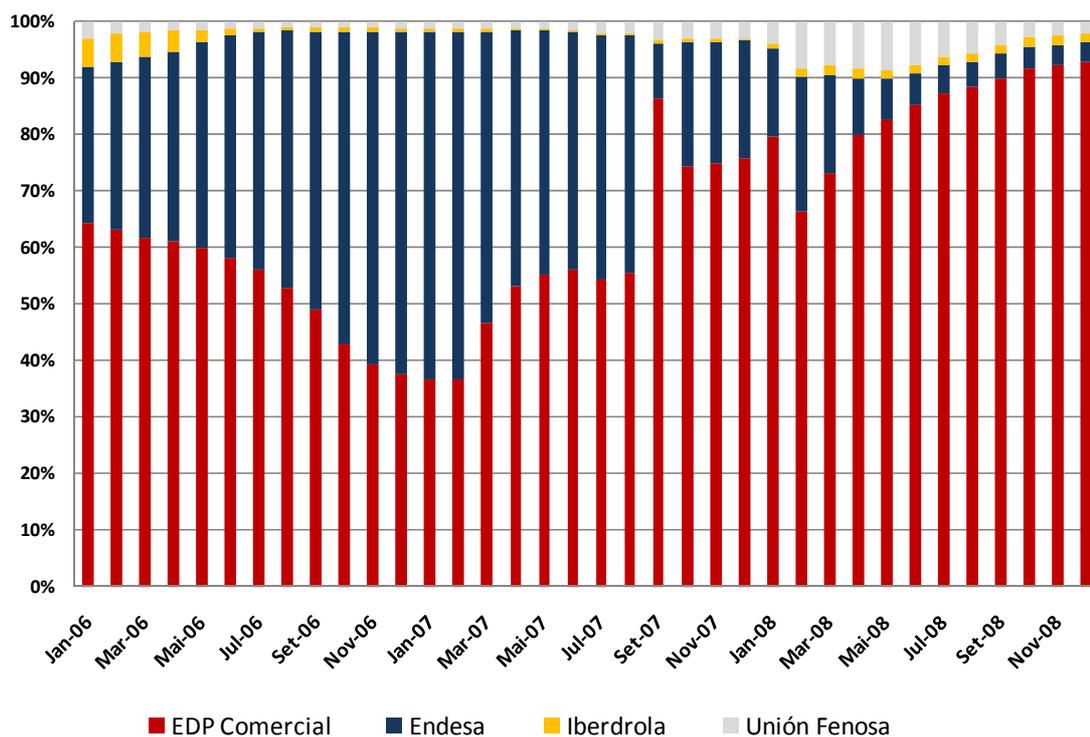
²³ Parte del contenido de dicha memoria queda fijado por la Disposición adicional 7ª de la Orden ITC/1857/2008, de 26 de junio, por la cual se revisan las tarifas eléctricas a partir de 1 de julio de 2008.

residenciales, aunque a veces engloba a algunos clientes empresariales de pequeña dimensión. El conjunto de clientes de BTE corresponderá, en lo esencial, al conjunto de consumidores que poseen y operan pequeños negocios. Los consumidores de media, alta y muy alta tensión se corresponderán con el conjunto de consumidores industriales, de dimensión y utilización diversificadas de energía.

Esta segmentación permite observar que los clientes industriales, al migrar del mercado regulado al mercado liberalizado y viceversa, impactan en mayor medida en la estructura de cada uno de estos mercados, consecuencia de la mayor dimensión relativa de sus consumos unitarios. La reducción del desarrollo del mercado liberalizado, producida desde 2006, es resultado del retorno a suministros a tarifa de aquellos clientes que consumían en el mercado liberalizado.

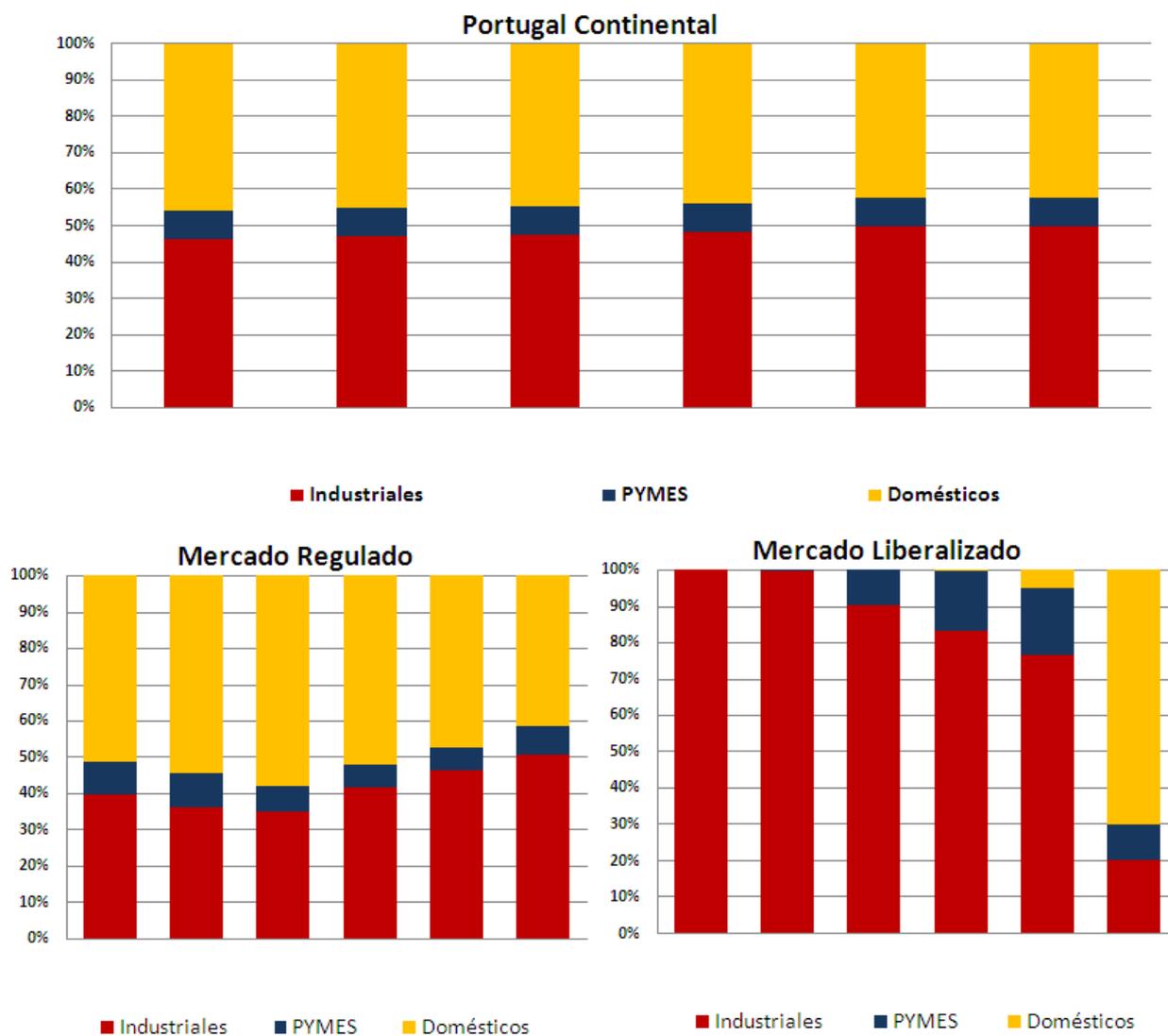
En la figura siguiente se ilustra la evolución de las cuotas de mercado durante los 3 últimos años, pudiéndose apreciar la salida de los comercializadores que no tienen capacidad de producción en Portugal para abastecer las respectivas carteras sin exposición al riesgo del precio de mercado.

Figura 2.1.39 Cuotas de mercado en la comercialización libre



Fuente: REN y ERSE

Figura 2.1.40 Caracterización de la demanda por segmento de mercado



Fuente: EDP y ERSE

En este contexto, se debe considerar qué mecanismos se pueden adoptar con objeto de estabilizar la estructura del mercado minorista e impedir variaciones significativas de volumen global y de estructura en el mercado regulado y en el mercado liberalizado. Una parte de los instrumentos puede definirse en el ámbito de las normas y procedimientos de cambio de comercializador, creando limitaciones al regreso de clientes al mercado regulado o, tal y como se ha implantado legalmente en España, determinando el fin de la tarifas reguladas de suministro para determinados segmentos de clientes. Estas opciones deben evaluarse procurando asegurar la minimización de las distorsiones del mercado, la inexistencia de subsidios cruzados entre consumidores y la estabilidad regulatoria.

2.2 INTEGRACIÓN DE LAS ACTIVIDADES DE PRODUCCIÓN Y COMERCIALIZACIÓN

2.2.1 ESTRUCTURA VERTICAL Y PODER DE MERCADO

Los mercados eléctricos en España y Portugal han sido tradicionalmente dominados por la presencia de empresas verticalmente integradas. La evolución de la estructura de los mercados mayoristas y minoristas durante el periodo 2006-2008 muestra que el grado de integración vertical entre comercialización y generación es todavía muy elevado. Esta situación se verá en futuro reforzada como consecuencia de la reciente adquisición del control exclusivo de UNIÓN FENOSA por parte de GAS NATURAL y de la próxima fusión de las dos empresas.

La generación y la comercialización son actividades abiertas a la competencia, que los agentes pueden desarrollar libremente en el ámbito del marco normativo general del sector. A diferencia de las actividades reguladas de transporte y distribución, la integración vertical de estas actividades en el ámbito del mismo grupo empresarial no está sujeta a limitaciones normativas, ni en España, ni en Portugal. Por otro lado, esta integración debe en todo caso desarrollarse en el respeto de la normativa de defensa de la competencia, que, en ambos países, recoge las prohibiciones de las conductas colusorias y de los abusos de posición dominantes establecidas por los Artículos 81 y 82 del Tratado de la UE. En este contexto está prohibida cualquier práctica que tenga como objeto conductas discriminatorias, dirigidas a dificultar el acceso al mercado o a incrementar los costes para los competidores por parte de empresas establecidas con una posición de dominio.

La valoración de la conducta de los grupos verticalmente integrados en el MIBEL respecto de los consumidores o de otras comercializadoras independientes no es objeto del presente informe, aún cuando cabe mencionar que, hasta la fecha, no se han registrado denuncias o casos de abusos probados en este ámbito.

El análisis de este apartado se centra principalmente en la estructura vertical existente para valorar su impacto, por una parte, sobre el desarrollo de la competencia en el mercado minorista, y por otra sobre el mecanismo de formación de precios en el mercado mayorista.

2.2.1.1 INTEGRACIÓN VERTICAL Y DESARROLLO DE LA COMPETENCIA EN EL MERCADO MINORISTA

Desde una perspectiva de competencia la existencia de operadores verticalmente integrados no se configura necesariamente como problemática para el desarrollo de la competencia minorista, siempre que exista un mercado mayorista con suficiente liquidez y profundidad, donde todos los comercializadores puedan aprovisionarse de energía en las mismas condiciones económicas. A este fin cabe destacar la importancia de que existan no sólo mercados de contado desarrollados, sino también mercados a plazo suficientemente líquidos, para permitir que todos los comercializadores puedan comprar energía a los mismos plazos que demandan los clientes y/o realizar las necesarias coberturas

financieras. En ausencia de estos mercados los agentes verticalmente integrados tendrían una ventaja potencial muy importante frente a los demás agentes, relacionada con su acceso preferencial a determinadas fuentes de generación y con la cobertura de riesgo aportada por su cartera de clientes.

Sin embargo, no todas estas condiciones parecen cumplirse en la situación actual de los mercados en Portugal y España.

A pesar del importante avance registrado en los últimos años en el desarrollo de los mercados a plazo, que añaden liquidez y posibilidades de cobertura para los nuevos entrantes que no cuentan con estructuras verticalmente integradas (véase al respecto el capítulo 4 de este informe), los incumbentes siguen manteniendo ventajas importantes.

La información recopilada para el mercado español indica que el porcentaje de energía intercambiado por grupos verticalmente integrados es muy elevado. En el mercado mayorista, los grupos verticalmente integrados tienen conjuntamente, en 2008, una cuota de ventas del 73% y una cuota de compras del 79%. En lo que concierne al mercado minorista, en 2008 este porcentaje supera el 90% en el segmento de clientes domésticos y PYMES y el 80% en el segmento de clientes industriales.

Durante el periodo 2006-2008 se ha registrado la entrada de nuevos generadores, especialmente en el Régimen Especial, y en 2008, de nuevos comercializadores no pertenecientes a grupos verticalmente integrados. Sin embargo, especialmente en el caso de la comercialización, la nueva entrada no representa todavía una presión competitiva muy relevante (los nuevos comercializadores se han centrado en el segmento de mercado libre de clientes industriales, en el cual su cuota agregada alcanzaba en 2008 en torno al 11%).

En lo que respecta al mercado portugués, durante el último año y medio (desde que los agentes portugueses se integraron en el régimen de ofertas del mercado diario), se ha observado la inclusión de la central Alqueva en la cartera de EDP Produção²⁴. Como consecuencia, esta central pasa a ser ofertada por este agente y resulta en un aumento de la concentración en la producción hidroeléctrica. De la misma forma, la implantación de las subastas VPP no consiguió minimizar la concentración vertical entre las actividades de producción y comercialización de energía, puesto que el volumen de energía correspondiente se utilizó para actividades de trading en el mercado diario en lugar de abastecer carteras de clientes en el segmento minorista.

Adicionalmente, la tipología de aprovisionamiento de energía varía de forma significativa entre agentes. Como se muestra en la Tabla 2.6, en 2008 la gran mayoría de la energía demandada se repartió en un

²⁴ La Autoridad de Competencia portuguesa aprobó esta operación sujeta a la existencia de un contrato de cesión de capacidad por un periodo de 5 años de una central hidráulica del grupo EDP (Aguieira). La asignación de esta capacidad se realizó siguiendo un procedimiento de oferta competitiva, para el cual se invitó a varios agentes del sector a que presentaran sus propuestas.

60% al mercado diario y en el 40% restante a los contratos bilaterales. Para algunos grupos, entre los cuales destacan UNIÓN FENOSA y ENDESA el porcentaje de energía adquirida a través de contratos bilaterales físicos es muy superior a la media, mientras otros, como IBERDROLA, EDP-HIDROCANTÁBRICO, GAS NATURAL y E.ON adquieren un porcentaje superior a la media en el mercado diario. Por otra parte, los nuevos entrantes agrupados en “otros” tienden a abastecerse en gran medida (72%) a través del mercado diario y sólo en un porcentaje reducido (28%) mediante contratos bilaterales.

Tabla 2.6 Composición de las compras por agente y segmento de mercado

2008	Segmento de mercado		
	Contratos bilaterales *	Mercado Diario	Total general
ENDESA	55,9%	44,1%	100,0%
IBERDROLA	43,9%	56,1%	100,0%
UNIÓN FENOSA	60,9%	39,1%	100,0%
EDP-HIDROCANTÁBRICO	29,0%	71,0%	100,0%
GAS NATURAL	33,4%	66,6%	100,0%
E.ON	35,8%	64,2%	100,0%
OTROS	28,3%	71,7%	100,0%
Total general	40,1%	59,9%	100,0%

Fuente: CNE y OMEL

* Incluye los contratos bilaterales físicos y los contratos bilaterales asociados a las subastas EPEs. No incluye los contratos bilaterales asociados las subastas CESUR.

Investigando de forma más profundizada los contratos bilaterales físicos voluntarios (sin considerar los asociados a las subastas CESUR y EPEs) se observa que el mayor vendedor en 2008 ha sido ENDESA, con una cuota del 53,3% sobre el total de contratos vendidos. Se trata en gran mayoría (77,5%) de contratos bilaterales intragrupo. La Tabla 2.7 muestra que, para UNIÓN FENOSA, GAS NATURAL y E.ON, el porcentaje de contratos intragrupo explica el 100% de los contratos bilaterales realizados, para ENDESA se acerca al 90%, y en el caso de IBERDROLA y EDP-HIDROCANTÁBRICO supera el 60%. Además, se señala que ninguno de los grupos verticalmente integrados, con la excepción de EDP-HIDROCANTÁBRICO tenía en 2008 contratos bilaterales voluntariamente firmados con el grupo de “otros” comercializadores. En este sentido, si se considerara un conjunto más amplio de contratos bilaterales, que incluyera también las cantidades vendidas a través de las subastas EPEs, se podría comprobar que los “otros” comercializadores cubren a través de las mismas más del 70% de su contratación bilateral.

Tabla 2.7 *Contratos bilaterales físicos* en el mercado español de los principales grupos empresariales*

Cuota Bilaterales Físicos por Grupo	Grupo Vendedor							
	END	IB	UF	HC	GN	EON	Otros	Total general
ENDESA	88,0%	10,7%	1,3%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	100,0%
IBERDROLA	24,0%	64,6%	9,0%	2,1%	0,0%	0,0%	0,3%	100,0%
UNIÓN FENOSA	0,0%	0,0%	100,0 %	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	100,0%
EDP-HIDROCANTÁBRICO	0,0%	6,0%	4,3%	67,2%	0,0%	0,0%	22,5%	100,0%
GAS NATURAL	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	100,0 %	0,0%	0,0%	100,0%
EON	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	100,0 %	0,0%	100,0%
OTROS	0,0%	0,0%	0,0%	29,7%	0,0%	0,0%	70,3%	100,0%
Cuota de cada vendedor sobre el total	53,3%	19,6 %	3,0%	9,3%	7,7%	0,9%	6,1%	100,0 %

Fuente: CNE y OMEL

*No se incluyen los contratos bilaterales asociados a las subastas CESUR, ni a las subastas EPEs

Otro elemento de diferenciación entre agentes concierne el tipo de generación que subyace a las adquisiciones de energía. Como se ha visto anteriormente, los contratos bilaterales de tipo “voluntario”, es decir no relacionados con EPEs o CESUR, tienden a estar aprovisionados, casi en exclusiva, mediante generación nuclear y de carbón. Dado que más del 77% de estos contratos corresponde a contratos intragrupo, se puede inferir que las comercializadoras de los grupos verticalmente integrados se aprovisionan en gran medida de este tipo de generación. Al contrario, los otros comercializadores, tienden a aprovisionarse principalmente a través del mix de generación que se determina mediante el proceso de casación en el mercado diario, dado que sus adquisiciones de energía se realizan esencialmente a través de EPEs físicas y mercado diario.

Hasta la fecha no se ha podido valorar si la integración vertical de los operadores responsables, y la importante asimetría de aprovisionamiento que conlleva, puede dar lugar a un problema estructural de competencia, debido a que el desarrollo de la comercialización se ha visto principalmente limitado por la existencia del déficit tarifario, como se explica de manera más detallada en el apartado 2.4 más adelante. Las estrategias comerciales y las cuotas empresariales observadas se han visto inevitablemente afectadas por el déficit tarifario, siendo por tanto complejo aislar el posible efecto de la integración vertical entre generación y comercialización sobre la entrada y consolidación de comercializadores independientes. En cualquier caso, el modelo de competencia parece orientarse más hacia el establecimiento de nuevos grupos verticalmente integrados que compitan con los responsables, que al fortalecimiento de agentes independientes. La reciente compra de UNIÓN FENOSA por parte de GAS NATURAL ha sido, en parte, motivada por la necesidad de integración aguas abajo que permitiría

resolver la dificultad que GAS NATURAL, como nuevo generador entrante, encontraba a la hora de competir de manera efectiva con los operadores responsables.

La cuestión a analizar en profundidad es si, una vez resuelto el problema del déficit, la estructura de mercado existente permitirá atraer nuevos entrantes (independientes o verticalmente integrados) de forma estable y sostenible, a pesar de las ventajas de integración vertical de los principales operadores establecidos.

2.2.1.2 EL IMPACTO DE LOS CONTRATOS BILATERALES INTRAGRUPO SOBRE EL PRECIO EN EL MERCADO SPOT ORGANIZADO

En este apartado se analiza el problema de si los contratos bilaterales intragrupos pueden tener un impacto negativo sobre la formación de los precios en los mercados organizados. Aparentemente, este problema derivaría del hecho de que, mediante los bilaterales intragrupos, se estaría retirando de estos mercados la potencia inframarginal, de menor coste variable, provocando así un aumento en sus precios e incrementando así el coste de adquisición de la energía para los comercializadores independientes.

Esta conclusión no tiene validez general y debería matizarse teniendo en cuenta el funcionamiento de los mercados y la configuración del mix tecnológico instalado. En particular, considerando el mercado diario de OMEL, que funciona como una subasta uniforme, no parece cierto que resultarían mayores precios de la casación del mercado diario al retirarse una parte de la generación inframarginal para destinarla a satisfacer la correspondiente demanda en contratos bilaterales físicos intragrupo. La razón es que, si se retira potencia que no fija el precio de mercado en ninguna hora, porque para la cobertura de la demanda siempre se necesita la energía generada por otro tipo de tecnología, el precio seguirá siendo fijado por la tecnología marginal, con o sin retirada de la potencia inframarginal.

Este es el caso, por ejemplo, de la generación nuclear. Una parte importante de los contratos bilaterales se aprovisionan de este tipo de generación, como se ha visto anteriormente. Dada la configuración actual del mix tecnológico y la potencia instalada en la actualidad en España, esta energía, aún en las horas de demanda más baja, no marca nunca el precio de mercado, que siempre se fija sobre la base de la oferta de otras tecnologías. Por lo tanto, aún cuando desaparezca una parte de la demanda del mercado y con ella una cantidad de potencia nuclear para abastecerla, no es de esperar un mayor precio en el mercado diario: éste seguiría siendo, con y sin bilaterales intragrupo, igual al precio de la tecnología más cara que sigue a la nuclear en el orden de mérito.

Por otra parte, si para satisfacer la demanda de los contratos bilaterales se retira del mercado la potencia de centrales de orden de mérito intermedio, que marcan el precio en un número significativo de horas, como carbón o gas natural, es posible que la determinación del precio del mercado diario se vea afectada y resulte ser distinta de la que se habría obtenido sin los contratos bilaterales. A priori, puede ser difícil establecer si el precio resultante será más alto o más bajo, dependiendo en particular de la

relación que se establezca entre la demanda remanente y la configuración del orden de mérito de las centrales que se casan en el mercado diario, y de cómo las empresas alteren sus estrategias de oferta para tener en cuenta esta nueva configuración. En este contexto no se puede excluir que puedan generarse situaciones de mayor o menor presión competitiva en determinados tramos de la curva de oferta en las cuales los agentes puedan ejercer más o menos poder de mercado.

A título meramente ilustrativo, y para comprobar estas intuiciones, se han realizado unas simulaciones con el modelo ENERGEIA²⁵. La Tabla 2.8 muestra que, en un escenario hipotético donde toda la energía nuclear fuera destinada al aprovisionamiento de contratos bilaterales intragrupo, el precio del mercado diario apenas cambiaría -0,4%. Por otra parte, considerando otro escenario hipotético donde los contratos bilaterales se alimentan de toda la generación de carbón, se obtendría el resultado de que el precio del mercado diario aumentaría en un 20%, mientras en la hipótesis de que los contratos se aprovisionaran de toda la generación de gas, se obtendría una reducción de precio del 19%.

Tabla 2.8 *Simulación ilustrativa del precio del mercado diario mediante el modelo ENERGEIA bajo distintos supuestos de aprovisionamiento de los contratos bilaterales*

Escenario simulación mercado diario. Año 2008	Precio medio anual resultante de la simulación (€/MWh)	Variación porcentual del precio
Escenario base: ausencia de contratos bilaterales	48,6	–
Escenario 1: Total generación nuclear contratada mediante bilaterales físicos intragrupo	48,4	-0,4%
Escenario 2: Total generación de carbón contratada mediante bilaterales intragrupo	58,7	20,8%
Escenario 2: Total generación de ciclo combinado de gas contratada mediante bilaterales intragrupo	39,2	-19,3%

Fuente: CNE y ENERGEIA

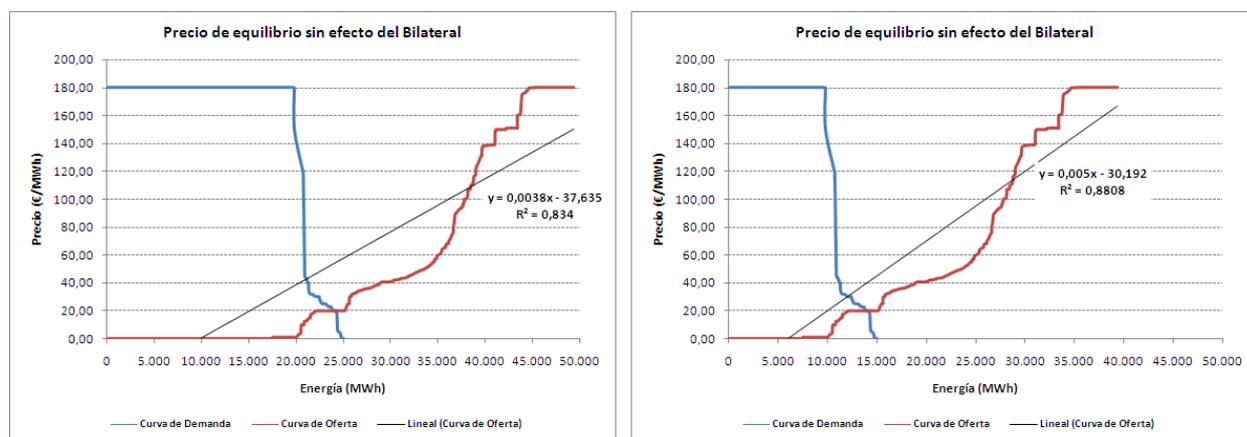
Nota: En la simulación se han empleado datos de demanda y estructura de generación en España del año 2008. Se han utilizado precios mensuales de los combustibles, resultando en los siguientes precios medios anuales: 2,919 c€/te para el gas (Fuente: precio del Hub Zeebrugge, tomado de Platt's), 1,238c€/te para el carbón (Fuente: McCloskey's Coal Report), 3,545 c€/te para el FuelOil y 21,988 €/Tn para el CO₂. En los escenarios 1 y 2 se ha retirado la totalidad de la producción de la tecnología respectiva para atender contratos bilaterales y se ha supuesto una disminución en la demanda en un valor equivalente a la cobertura de demanda horaria (MWh) atendida con la misma tecnología en el escenario base.

²⁵ ENERGEIA es un modelo de simulación del comportamiento estratégico de las empresas en el mercado diario de generación español, que permite realizar predicciones de los equilibrios de mercado (niveles de precio, producción, cuotas de las empresas, beneficios, etc.) correspondientes a determinados escenarios tecnológicos/estructurales (capacidades, costes, demanda, etc.) e institucionales (reglas de mercado, obligaciones contractuales, etc.). ENERGEIA emplea una representación "física" cercana al parque de generación eléctrico español, utilizando, entre otros elementos, curvas de costes discretas o por tramos. Asimismo, el tipo de competencia entre los agentes no responde a un supuesto exógeno del modelo, sino que refleja las reglas del juego existentes en el mercado diario gestionado por OMEL (mecanismo de subasta uniforme, con casación horaria).

El impacto de los contratos bilaterales intragrupo sobre la formación de precios en el mercado diario puede verse además afectado por variaciones en la elasticidad de la demanda, es decir por el hecho de que la demanda que acude al mercado diario podría tener menor elasticidad de la que se abastece mediante contratos bilaterales.

Análogamente, es importante considerar los efectos que tendrá la existencia de la contratación bilateral intragrupo en la elasticidad de la curva de oferta, destacando el hecho de que, habitualmente, los mercados menos líquidos presentan una mayor volatilidad de precio. Resulta gráficamente evidente que la pendiente media de la curva de oferta a la que se le retira la oferta de base es mayor que la pendiente de una curva de oferta en la que no suceda tal hecho. Como puede verse en la Figura 2.2.1, la pendiente de la línea de ajuste de las ofertas que hay en el mercado, por lo que respecta a la venta, aumenta con la retirada de energía (tanto en la demanda como en la oferta y en 10.000 MWh, en este ejemplo). El aumento de la pendiente de la línea de ajuste es de cerca del 32%, lo que se traduce en una mayor sensibilidad del precio a las variaciones de la cantidad ofertada.

Figura 2.2.1 Simulación del efecto de la existencia de bilaterales sobre la pendiente de la curva de oferta en el mercado



Fuente: OMEL; elaboración ERSE

Por otro lado, el precio marginal se fija en la proximidad de bloques de oferta de dimensión más reducida (zona de mayor pendiente de la curva de oferta), por lo que la exposición de la formación del precio a las modificaciones estratégicas de oferta por parte de los agentes es mayor cuando el mercado presenta menos energía de base, o a precio instrumental (zona de menor pendiente de la curva de oferta).

La reducción de la liquidez del mercado diario, sobre todo si se realiza a partir de la bilateralización de la energía intragrupo, podrá acarrear una mayor volatilidad del precio de mercado, tal y como se ha

mencionado anteriormente. Esta volatilidad supone un riesgo adicional para los agentes y tiene más posibilidades de perjudicar en mayor medida a aquéllos que no pudieron realizar una cobertura natural del riesgo a través de contratos bilaterales, ya sea los productores que no han asegurado la venta de la energía eléctrica, ya sea los comercializadores libres que no tienen acceso a medios de producción para cubrir su exposición en el suministro a los clientes.

De esta forma, las condiciones asimétricas²⁶ de cobertura de riesgo entre agentes verticalmente integrados y e independientes podrán influir en la propia estructura del mercado, tanto del mercado mayorista como del propio mercado minorista. Asimismo, puede considerarse que los efectos mencionados anteriormente no derivan sólo de la bilateralización intragrupo sino que pueden existir efectos semejantes debidos a contratos bilaterales de energía entre entidades empresarialmente distintas, situación en la que el incentivo económico específico de cada agente podrá conducir a una neutralidad respecto al desvío a un comportamiento esperable en un mercado competitivo.

2.2.1.3 INTEGRACIÓN VERTICAL Y CONDUCTA ESTRATÉGICA EN EL MERCADO SPOT

Según algunos autores la integración vertical podría incluso ser positiva porque, de forma similar a un contrato a plazo, reduciría el incentivo a ejercer poder de mercado en los mercados mayoristas de contado. Trabajos recientes²⁷ en la literatura económica enfatizan que la integración vertical puede tener un impacto mitigador sobre el poder de mercado análogo al de la contratación de largo plazo. En la medida en que el generador se compromete a suministrar a la filial comercializadora una cantidad al margen del pool eléctrico a un precio de transferencia determinado, sus incentivos a actuar estratégicamente en el mercado se reducen.

“La integración vertical generación-comercialización disminuye los incentivos para actuar estratégicamente en el mercado de generación. Los contratos de suministro eléctrico suelen ser de duración anual, de forma que durante el periodo del contrato el precio del suministro ya está fijado. En este contexto, cuanto mayor sea la presencia del grupo del generador en la actividad comercial, menor será su incentivo a subir el precio en el mercado de generación. En el caso extremo en el que el grupo

²⁶ En este sentido, algunos trabajos recientes sobre el funcionamiento del mercado inglés, tras la introducción de los NETA, han mostrado su preocupación por la posible influencia de la energía verticalizada en la estructura del mercado existente y por la posible transposición del poder de mercado entre el mercado mayorista y el mercado minorista y la eventual diferenciación abusiva de precios de suministro. A este respecto, la OFGEM está estudiando nuevas normas para mitigar los abusos de precio.

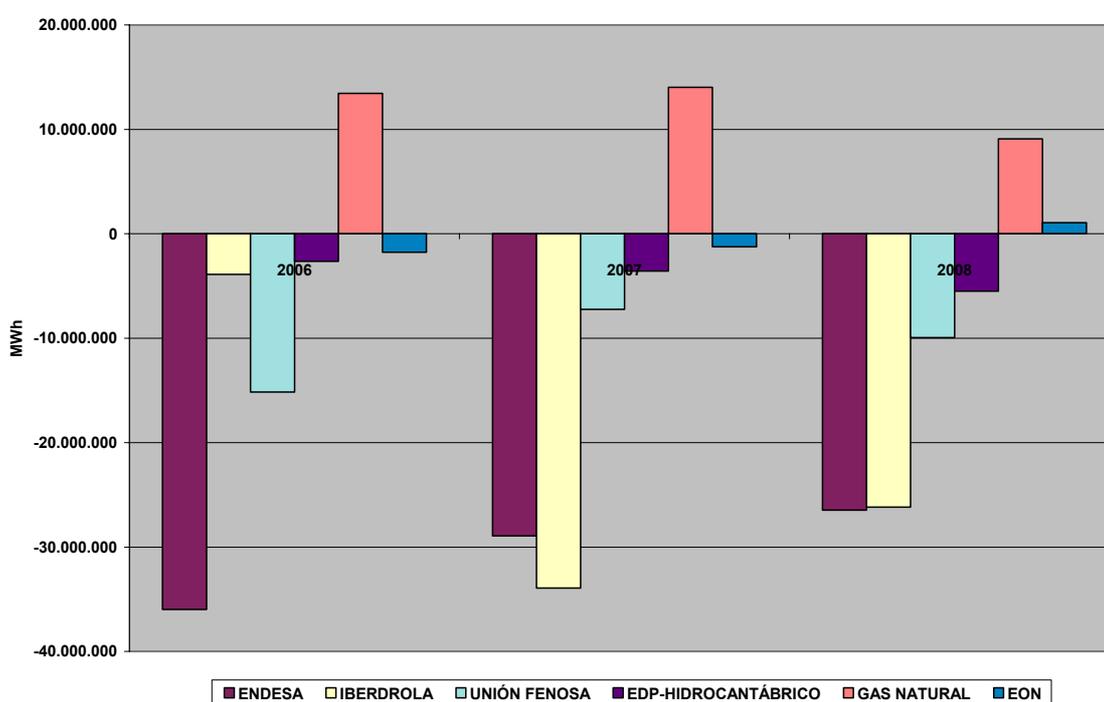
(<http://www.ofgem.gov.uk/Pages/MoreInformation.aspx?docid=231&refer=Media/PressRel&sid=frontpage>).

²⁷ Véase, por ejemplo, Bushnell, J., E.T. Mansur, C. Saravia, (2004), *“Market Structure and Competition: A cross-Market Analysis of U.S. Electricity Deregulation*, CSEM Working Paper, y Roques, F., A. Newbery, D.M. Nuttal, W.J. (2005) *“Investment Incentives and Electricity Market Design: the British Experience”*, Review of Network Economics”, vol.4.

tenga una mayor presencia en la actividad comercial que en generación, será comprador neto de energía en el mercado mayorista, y su interés no será subir los precios, sino bajarlos.²⁸

En el mercado mayorista eléctrico español los principales grupos empresariales tienen una posición neta compradora, de signo negativo, como se muestra en la Figura 2.2.2, que es el reflejo del mayor grado de concentración existente en el mercado minorista. Las únicas empresas que muestran una posición neta vendedora son: GAS NATURAL, cuya presencia en comercialización es muy limitada, y E.ON, en 2008, como consecuencia de la adquisición de activos de generación de ENDESA.

Figura 2.2.2 Posición neta de los principales grupos empresariales



Fuente: CNE y OMEL

En este contexto la teoría anteriormente indicada conllevaría a concluir que los principales grupos empresariales tienen un incentivo a reducir los precios en el mercado mayorista. Con respecto a esta conclusión cabe subrayar que su validez depende crucialmente del grado de competencia al que las empresas verticalmente integradas se enfrentan en el mercado minorista. El previsto efecto mitigador sobre el incentivo a pujar un precio elevado se dará sólo si existe competencia efectiva en comercialización y ningún agente puede alterar el precio final de venta. Por otra parte, este efecto tenderá a no existir si el generador percibe que con su actuación estratégica puede aumentar el precio para todos los demandantes del mercado, de forma que la comercializadora afiliada no vería afectada su

²⁸ F.Jiménez Latorre, "Estructura y competencia en la industria eléctrica española" en *Tratado de Regulación del Sector Eléctrico, Tomo II, Aspectos Económicos*, Thomson Aranzadi, 2009.

competitividad relativa con respecto a otros comercializadores. El escaso nivel de desarrollo del mercado minorista hasta la fecha no permite garantizar que el nivel de competencia en el mismo pueda representar una presión suficiente para limitar el posible incentivo de los generadores responsables a incrementar los precios mayoristas.

2.2.2 LA FIGURA DE OPERADOR DOMINANTE

El reconocimiento de la relevancia de la integración vertical en los mercados eléctricos de España y Portugal se ha plasmado en la Propuesta de 2008 del Consejo de Reguladores del MIBEL sobre *“Definición del Concepto de Operador Dominante. Metodología y Aplicaciones”*, documento que responde a uno de los mandatos contenido en el Plan de Compatibilización Regulatoria para el sector energético, firmado entre los Gobiernos de España y de Portugal el 8 de Marzo de 2007²⁹, concerniente a la necesidad de compatibilizar la figura del operador dominante en el ámbito del MIBEL.

En el Plan de Compatibilización Regulatoria de 2007 esta figura se limita al mercado mayorista de producción de energía eléctrica. En el mismo se menciona que se considerará operador dominante toda empresa o grupo empresarial que detente una cuota de mercado superior al 10 por ciento de la energía eléctrica producida en el ámbito del MIBEL, y que a efectos del cálculo de la cuota de mercado en la producción de energía eléctrica se excluyan los valores de producción en régimen especial, considerándose únicamente la producción en régimen ordinario.

Por su parte, el citado documento del Consejo de Reguladores del MIBEL propone ampliar el ámbito de aplicación de la figura de operador dominante, teniendo en cuenta, además de la producción, la actividad de suministro en el mercado minorista. Esto se justifica porque el principal interés de definir el concepto de operador dominante y de establecer obligaciones y limitaciones especiales para este tipo de agente, deriva de la necesidad de reducir los riesgos de que éstos ejerzan poder de mercado e influyan en la formación de los precios del consumidor final, lo cual incluye tanto el mercado mayorista como minorista. Asimismo, las grandes empresas eléctricas siguen estando verticalmente integradas, siendo la integración vertical entre generación y comercialización a clientes finales una ventaja competitiva que refuerza el poder de mercado de los operadores, y que les proporciona un importante incentivo a adoptar conductas estratégicas en función de su posicionamiento en los mercados mayorista y minorista.

El citado documento menciona expresamente que *“la integración vertical y el carácter transversal de los grupos empresariales que llevan a cabo actividades en el sector eléctrico así como la naturaleza integrada del riesgo de ejercicio de poder de mercado, hace recomendable definir una lista global de*

²⁹ El Plan de Compatibilización Regulatoria para el sector energético, firmado entre los Gobiernos de España y de Portugal el 8 de Marzo de 2007, establece un conjunto de materias sobre las que se debe presentar una propuesta compatibilizada de regulación por parte de las entidades regulatorias de cada país, en el ámbito del Consejo de Reguladores del MIBEL, quedando a discreción de los respectivos Gobiernos su expresión legislativa.

operadores dominantes que tenga en consideración de forma global tanto la actividad de suministro como de generación. No obstante, dado que algunos riesgos más específicos, y por tanto las posibles medidas atenuantes, pueden ser asignables a una de las actividades, también parece adecuado definir listas que informen al regulador de cuáles de las actividades le confiere la calificación de dominante”.

Esta propuesta se inspira en gran medida en el concepto de operador dominante empleado en España, que se introdujo en el marco normativo en el año 2005³⁰, según el cual tiene la condición de operador dominante en el sector eléctrico toda empresa o grupo empresarial que tenga una cuota de mercado superior al 10 por ciento en la generación y suministro de energía eléctrica en el ámbito del MIBEL. En esta definición se tiene en cuenta la representación de cada entidad tanto a nivel del mercado mayorista (producción de energía eléctrica) como a nivel del mercado minorista (suministro de energía eléctrica), asumiendo que la clasificación de operador dominante se da al considerar el mayor valor de cuota de mercado de entre las correspondientes al mercado mayorista y al mercado minorista³¹.

Asimismo, dada la falta de integración real que existe en el momento actual entre España y Portugal, el documento del Consejo de Reguladores del MIBEL propone la adopción de un periodo transitorio, que se mantendría hasta la realización efectiva de un mercado geográfico único³². Durante este periodo transitorio se publicarían listas separadas de operador dominante para cada mercado separado por el mecanismo de *Market Splitting*. Durante dicho periodo transitorio, los reguladores, de forma conjunta, podrían decidir que ciertas limitaciones o condiciones asociadas al concepto de operador dominante dejen de ser efectivas para operadores dominantes en alguno de los mercados nacionales donde su posición sea de no dominio (a este efecto el porcentaje para el establecimiento de posiciones de no

³⁰ La figura del operador dominante está recogida en la legislación española en la Disposición Adicional tercera del Real Decreto-Ley 6/2000, de 23 de junio, de Medidas Urgentes de Intensificación de la Competencia en los Mercados de Bienes y Servicios, y fue introducida, concretamente, a través del Real Decreto-Ley 5/2005, de reformas para el impulso de la productividad y para la mejora de la contratación pública.

³¹ En el ordenamiento jurídico portugués, a pesar de que en el diseño de la normativa del sector eléctrico se han incorporado las preocupaciones sobre la competencia, no existe todavía ningún instrumento que identifique la existencia de operadores dominantes, o concepto equivalente, ni medidas directas para impedir el riesgo de que se ejerza el poder de mercado por parte de operadores que dispongan de cuotas de mercado significativas.

³² A efectos de evitar el riesgo regulatorio derivado de una posible incertidumbre en relación con la duración del periodo transitorio, se establece que aquél finalizará en el momento en el que concurra alguna de las siguientes condiciones:

- La materialización de las inversiones previstas en nueva capacidad de interconexión que permitan la integración global de ambos mercados, es decir, cuando la capacidad de interconexión resulte suficiente para que el Mercado Ibérico funcione como un único mercado eléctrico (el objetivo de refuerzo de interconexiones en los próximos años pretende llegar a los 3.000 MW de capacidad instalada de interconexión en 2009).
- Que se reduzca el número de horas en el que el mecanismo de *Market Splitting* separa el Mercado Ibérico en dos mercados independientes unidos por la interconexión, hasta que el mismo sea de inferior o igual a 1.500 horas y que las horas de punta no representen más de 2/3 del total de horas de separación de los mercados.

dominio local de un operador dominante global podrá oscilar entre el 10% y el 20% del mercado nacional en función de la realidad competitiva de cada mercado local³³).

En cuanto a las obligaciones y limitaciones inherentes al concepto de operador dominante la Propuesta del Consejo de Reguladores del MIBEL prevé explícitamente las siguientes:

- Obligaciones de realizar subastas de la capacidad de producción³⁴ o mecanismos análogos que fomenten la desintegración vertical. A este efecto se propone considerar la cuota relativa en el mercado de generación, que será de ámbito nacional en el periodo transitorio.
- Restricciones de acceso para los operadores dominantes a la compra de capacidad en las subastas de capacidad³⁵. También en este caso, dada la organización de los mercados minoristas y la existencia de un importante grado de separación práctica entre los mercados nacionales de España y Portugal, se deja abierta la posibilidad de incluir estas limitaciones de forma nacional.
- Limitaciones de participación en las subastas de adquisición de capacidad de interconexión con sistemas externos al MIBEL³⁶ y dentro del MIBEL. En lo que concierne al primer tipo de limitación, se propone establecer un impedimento formal de acceder a la capacidad de interconexión con el resto de Europa a todos los operadores dominantes en el ámbito del MIBEL. En cuanto a la segunda limitación, que concierne la capacidad de interconexión entre España y Portugal, se propone tener en cuenta, en el periodo transitorio, las diferentes realidades nacionales, pudiéndose establecer limitaciones en el sentido importador para los operadores dominantes con una posición de dominio mayor en cada mercado local. Todas estas restricciones estarían activas mientras existan cogestiones en las capacidades de las interconexiones.
- Limitaciones del acceso a las licencias de nuevas instalaciones de producción y a la evacuación en zonas congestionadas. Se propone que la decisión sobre este tipo de

³³ Cada regulador nacional, de forma debidamente justificada en función de criterios de estructura competitiva de su mercado, establecerá el porcentaje de aplicación para su zona. Este porcentaje se referirá a la actividad de suministro o producción según la naturaleza de la limitación.

³⁴ Esta obligación existe en la normativa española vigente. En la Disposición adicional decimosexta de la Ley 54/1997 se obliga a la emisión primaria de energía a aquellos productores que tengan la condición de operadores dominantes.

³⁵ Esta obligación existe en la normativa española vigente. El Real Decreto 324/2008 establece que no puedan participar como compradores en las subastas de emisiones primarias de energía los grupos empresariales considerados como operadores dominantes.

³⁶ En España, el Artículo 13 de la Ley 54/1997, modificado por el Real Decreto-Ley 5/2005, establece que los operadores dominantes no puedan realizar adquisiciones de energía en otros países comunitarios fuera del ámbito del MIBEL o en terceros países.

medidas, que pueden estar relacionadas con la política energética específica de cada país, se deje a la libertad de cada regulador en su ámbito nacional.

- Restricción a la representación de instalaciones de producción en Régimen Especial. A este respecto se recoge la limitación incluida en el Plan de Compatibilización Regulatoria de 2007, según la cual los operadores definidos como dominantes en el MIBEL no pueden representar productores en Régimen Especial, siempre que su participación directa o indirecta, sea inferior al 50% del capital. Además, se propone que esta limitación se aplique también a los contratos de adquisición de energía firmados entre los comercializadores de operadores dominantes y sus instalaciones de Régimen Especial³⁷. En general, entendiendo que la actividad de representación puede ser desarrollada por sociedades dedicadas tanto a la generación como a la comercialización, se propone aplicar esta limitación a los grupos considerados como dominantes para la actividad global, con independencia de que no ostenten dicha condición para ambas actividades de generación y comercialización.
- Limitaciones sobre la adquisición o transferencia de carteras de clientes en la comercialización. Se considera que este tipo de medida está estrechamente ligada a las cuotas concretas de mercado que cada comercializador posea, al número de comercializadores o a factores que condicionan el proceso de cambio de suministrador. Por lo tanto, se propone dejar la aplicación de este tipo de medidas a discreción de cada país, dependiendo de la estructura de su mercado y de la evolución del suministro liberalizado.

Finalmente, cabe mencionar que la propuesta del Consejo de Reguladores del MIBEL de armonización del concepto de operador dominante fue parcialmente aceptada por los Gobiernos de España y Portugal, formando actualmente parte de la anunciada revisión del Convenio de Santiago.

2.3 APLICACIÓN DEL MECANISMO DE LOS CMECs EN PORTUGAL

Desde mediados de los años 90, la producción de energía eléctrica en Portugal se basaba en la existencia de contratos de adquisición a largo plazo (CAE) suscritos entre cada centro de producción de electricidad y un comprador único que garantizaba el aprovisionamiento de energía para su suministro a la totalidad de consumidores finales. La introducción de la liberalización, por medio de la elección del comercializador y de la apertura de la actividad de producción a la competencia, hizo necesaria la reformulación del modelo organizativo del sector eléctrico portugués, procurando que se aproximase a una referencia de mercado. Esta aproximación a una referencia de mercado pasa por la introducción de

³⁷ Estas limitaciones ya existen en la normativa española, en concreto en el Artículo 31 del Real Decreto 661/2007.

las centrales eléctricas portuguesas, incluidas las que mantenían CAE, en los mecanismos de oferta de mercados organizados.

En este sentido, como consecuencia de la modificación legislativa específica (Decreto Ley nº 240/2004, de 27 de diciembre), se creó un mecanismo que se adhería a las condiciones establecidas contractualmente y que no podrían ser ignoradas, permitiendo realizar la cesión de los CAE y manteniendo el equilibrio contractual subyacente a estos contratos. En 2007, con la Resolución del Consejo de Ministros nº 50/2007 se confirmaba la introducción del mecanismo de mantenimiento del equilibrio contractual (CMEC), que permitió la cesión voluntaria de parte de los CAE existentes.

El mecanismo de funcionamiento de los CMEC hace posible que las centrales que antes tenían los CAE participen en el mercado a plazo, en el mercado spot y en mercado bilateral, así como en el mercado de servicios de sistema. De esa participación en el mercado se generan los correspondientes ingresos, que pueden estar por encima o por debajo de los ingresos obtenidos por la aplicación de los CAE. Los CMEC ajustan las diferencias de los ingresos calculados, para cada central, en los siguientes términos simplificados:

- **Ingresos de mercado inferior al del CAE:** si los ingresos de centrales que participan en el mercado son inferiores a los ingresos obtenidos mediante la aplicación del CAE respectivo, la revisión actúa en el sentido de cubrir la diferencia entre el valor obtenido en el mercado y el que se derivaría de la aplicación del modelo de contrato a largo plazo. Este valor es un coste para el sistema, que se aplica de manera uniforme a todos los consumidores de energía a través de la tarifa de uso global del sistema.
- **Ingresos de mercado superior al del CAE:** si los ingresos de centrales que participan en el mercado son superiores a los ingresos obtenidos mediante la aplicación del CAE respectivo, la revisión actúa en el sentido de retirar la diferencia entre el valor obtenido en el mercado y el que se derivaría de la aplicación del modelo de contrato a largo plazo. Este valor se traduciría en un menor coste para el sistema, a través de la tarifa de uso global.

En el caso de la participación en el mercado spot, si la normativa de fijación de precios es de un precio marginal único para el conjunto del sistema, la revisión a través del mecanismo de los CMEC actúa siempre que el precio implícito en cada CAE terminado sea inferior o superior al precio marginal de mercado.

Cabe destacar que las centrales que optaron por no abandonar el CAE respectivo siguen siendo remuneradas según las normas del contrato, aunque su participación en el mercado está garantizada por la creación de una entidad gestora independiente de sus propietarios (REN Trading). La razón de la participación de estas centrales en el mercado es similar a la que se aplica a las centrales con CMEC.

Los mecanismos de precio implícitos en los CAE, hayan cesado éstos o no, reflejan una lógica de retribución que tiene en cuenta los costes de la energía primaria, para las centrales térmicas, o la

valoración del agua en un contexto de optimización del sistema de producción de electricidad, para las centrales hidroeléctricas. Teniendo presente esta regla, las centrales con costes variables más bajos tienden a ser aquéllas que son inframarginales en régimen de mercado, en un orden de precios que refleja la orden de mérito de un sistema optimizado centralmente (minimización de los costes variables con costes de combustibles).

Desde este punto de vista, la regla de despacho centralizado según el mencionado criterio de minimización de los costes con los costes variables de los combustibles conducirá al mismo orden de mérito en el mercado, siempre y cuando las centrales tiendan a ofertar su producción a costes marginales. La existencia de un mismo orden de mérito en uno y otros modelos implica que la existencia de CMEC (o de CAE) para la estructura de mercado es neutra, protegiendo la regla de oferta en mercado adaptada a una estructura de costes marginales.

Cabe destacar que los costes resultantes de la aplicación de los CMEC se distribuyen entre todos los consumidores de energía, por lo que su existencia se corresponde con una asignación paramétrica de valores que, de esta forma, no altera la estructura del mercado.

De todos modos, hay que tener en cuenta que la existencia de CMEC o CAE corresponde a la existencia de un modelo de mayor posibilidad de revisión (y, por consiguiente, de menor riesgo) para los agentes, por lo que se puede cuestionar la actuación estratégica en carteras con centrales poseedoras de CMEC y centrales en régimen libre. Esta circunstancia sólo está a disposición del incumbente en Portugal (EDP), ya que la entidad designada para gestionar en el mercado las centrales con CAE (REN Trading) tiene en su cartera únicamente a los centros de producción de electricidades con este tipo de contrato.

La existencia de la posibilidad de gestión estratégica de la cartera (de centrales con o sin CMEC) se centra en dos planos principales:

1. La producción sin CMEC tiende a ser marginal, es decir, es la producción la que define el precio marginal del sistema;
2. La producción sin CMEC tiende a ser inframarginal (presenta un coste marginal que tiende a ser inferior al precio marginal del sistema).

En el caso de que la producción sin CMEC tienda a ser marginal (situación mencionada en el punto 1), todos los agentes son remunerados aplicando el precio marginal, y las centrales con CMEC despachadas en mercado tendrán que devolver la diferencia entre el precio marginal de mercado y el precio implícito en el respectivo CAE aplicando la tarifa correspondiente. Las centrales sin CMEC son remuneradas aplicando el mismo precio de mercado y su renta unitaria se corresponde con la diferencia entre el coste marginal y el precio marginal de mercado.

En la situación descrita en el punto 1, no existe incentivo para que el agente adopte una estrategia de manipulación de precios que favorezca el despacho de centrales con CMEC, ya que la aplicación del

mecanismo de CMEC garantiza la devolución de todas las rentas de mercado que superen la retribución de las CAE. En el caso de la producción sin CMEC, si se apropian de rentas de mercado (el precio es superior al coste marginal), la maximización de los ingresos está condicionada por el despacho de cantidades que pueden no agotar la disponibilidad para producir, por la eventual existencia de competencia de otros agentes y por la aplicación de mecanismos de supervisión para garantizar las condiciones de competencia en el mercado (adaptación de las ofertas a la estructura de costes marginales).

Actualmente, en Portugal, la central más importante que opera en mercado sin CMEC es una CCGT que, dadas las condiciones estructurales de la producción de electricidad en Portugal, tenderá a ser inframarginal en condiciones de precio relativo de las energías primarias dentro de los parámetros medios de los 5 últimos años.

En el caso de que la producción sin CMEC tienda a ser inframarginal (situación mencionada en el punto 2), las centrales sin CMEC se benefician de un precio determinado por la estructura de oferta de centrales con CMEC, existiendo una probabilidad importante de despachar en el mercado toda la producción disponible. La renta de mercado de las centrales sin CMEC será mayor a medida que aumente la diferencia entre el precio marginal de mercado y la estructura de costes marginales de las centrales, siendo posible la adopción de una estrategia de retirada de oferta que permita la entrada de las tecnologías más costosas.

La adopción de una estrategia de manipulación del precio y, por consiguiente, de la propia estructura de mercado, parte del supuesto de que el agente consigue maximizar los ingresos de mercado de su cartera de centrales restringiendo la oferta con centrales incluidas en el mecanismo de CMEC y maximizando la oferta con centrales sin CMEC con un precio ofertado que es inframarginal. En este caso, la pérdida de ingresos de las centrales con CMEC explotadas restringiendo su oferta para contribuir a la fijación de un precio marginal del sistema superior al que se fijaría si se ofertase su capacidad real disponible, se vería más que compensada por el aumento de los ingresos de las centrales sin CMEC.

En estas circunstancias, la existencia de efectos sobre la estructura de mercado, derivados de la existencia de un mecanismo como los CMEC, depende del conjunto de los siguientes factores:

- Coexistencia en la cartera de Centros de producción de electricidad de los agentes de centrales adscritas al mecanismo de CMEC y centrales que ofertan libremente en el mercado (sin CMEC);
- Garantía de que las centrales sin CMEC tienden a ser inframarginales, es decir, que el mercado les permite colocar toda la producción que tengan disponible;
- Adopción de una estrategia de oferta a través de centrales marginales con CMEC que consiste en ofertar energía a un precio más elevado que el precio derivado de un equilibrio competitivo, o

bien restringir la capacidad disponible para forzar la entrada de centrales con un precio más elevado.

En el caso del sistema de producción de electricidad portugués, sólo se reúnen estas tres condiciones en el caso del operador dominante, por lo que se puede afirmar que la entidad que opera las centrales cuyos CAE no han cesado (REN Trading) no posee incentivo económico para provocar fluctuaciones en la fijación de precios en el mercado, ya que los ingresos de estas instalaciones no dependen del precio de mercado y están determinados por las condiciones del propio CAE.

En el caso del incumbente (EDP), la adopción de estrategias de manipulación del precio o de la oferta en el mercado es más probable con las centrales hidroeléctricas, para las cuales la valoración de la energía se somete a criterios de minimización global de los costes de energía primaria. En la actual situación del sector eléctrico portugués, en condiciones “normales” de funcionamiento, la energía hidráulica se ofertará al precio que refleje el coste de la energía de sustitución (en general el combustible, si no existen modificaciones del orden de mérito de las tecnologías).

La ERSE presta especial atención a la situación descrita anteriormente a través de la supervisión realizada por su unidad de supervisión de mercados.

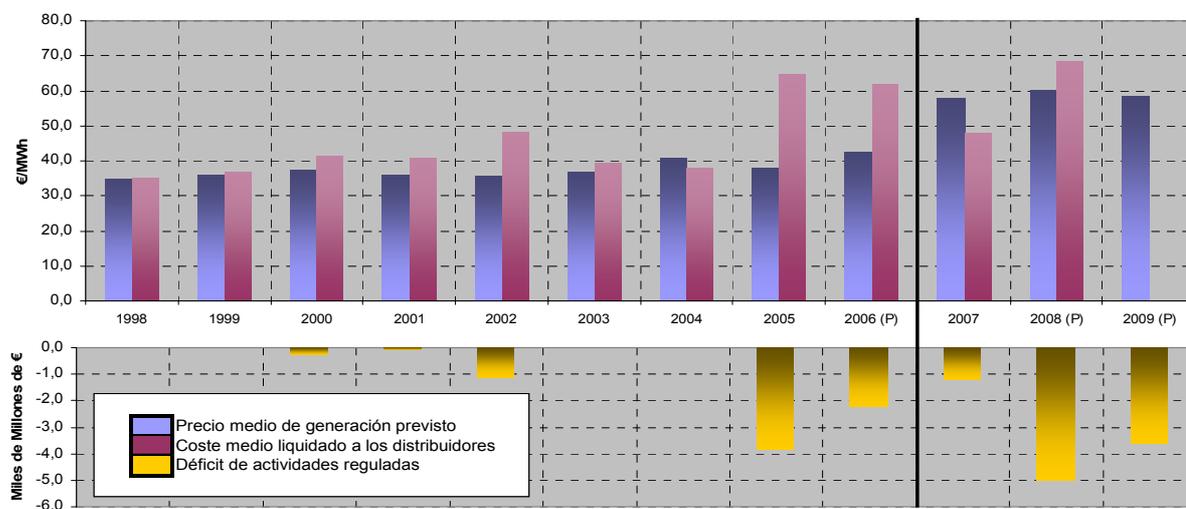
2.4 EFECTOS DE LA EXISTENCIA DE DÉFICIT TARIFARIO EN LA ESTRUCTURA DE MERCADO

ESPAÑA

El marco normativo vigente en España prevé, como en la gran mayoría de los países europeos, que las tarifas eléctricas se establezcan ex ante, lo que requiere necesariamente el empleo de estimaciones de costes, demanda y otros factores. Por lo tanto, no es extraño que se produzcan desvíos entre los ingresos tarifarios previstos y los recaudados, como consecuencia de diferencias/errores entre previsiones y valores reales de los parámetros. De hecho, en España el Real Decreto 1436/2003 indica explícitamente que la recuperación tendrá lugar en 1 ó 2 ejercicios, puesto que los costes que realmente se han materializado se llegan a conocer de forma exacta tan sólo después de 2 años. En condiciones normales los desvíos son absorbidos por los consumidores en posteriores revisiones tarifarias.

Durante los años 2000-2002 se registraron déficits de tamaño reducido. Sin embargo, en 2005 y 2006 se generaron déficits muy relevantes, principalmente relacionados con el hecho de que el precio medio de compra de la electricidad por los distribuidores en el mercado fue muy superior a la previsión incluida en las tarifas. Como se desprende de la Figura 2.4.1, el tamaño del déficit fue especialmente elevado en 2005, cuando el precio de compra de los distribuidores en el mercado de generación fue un 68% superior al previsto en el Real Decreto 2392/2004.

Figura 2.4.1 Precio medio de compra de los distribuidores en el mercado de generación: precio previsto versus real



Fuente: CNE

Nota: Los ejercicios señalados como (P) están pendientes de la resolución de determinados recursos legales y, por tanto, las cuantías de los déficits no pueden considerarse como definitivas

Como se ha comentado, el déficit de tarifas ha afectado al desarrollo del mercado minorista. Este impacto se ha visto limitado, a partir de 2007, por la introducción de una serie de medidas entre las que cabe destacar el reconocimiento del déficit ex ante, esto es, reconocer la existencia del déficit antes de que se produzca. En cualquier caso, el mantenimiento durante un periodo de tiempo prolongado de tarifas inferiores a las necesarias para garantizar la cobertura de los costes tiene múltiples efectos adversos, tanto sobre las propias empresas comercializadoras de un servicio pendiente de cobro, como sobre los consumidores finales, que no reciben las señales de precio adecuadas para realizar un uso eficiente de la energía.

En relación con lo anterior, cabe indicar que recientemente se ha establecido una vía³⁸ para la supresión del déficit de tarifas. En particular, en el Real Decreto-Ley 6/2009 se limita el valor máximo anual de déficit permitido, hasta hacerse nulo en 2013. A partir de esa fecha, los peajes habrán de ser suficientes para soportar el coste de todas las actividades reguladas y no podrá recurrirse a la figura del déficit ex ante. Las posibles desviaciones coyunturales en un año serán incorporadas a la tarifa de acceso aplicable en el ejercicio siguiente.

Este apartado se centra en analizar el impacto del déficit tarifario sobre la estructura de mercado. En España, los elevados déficits tarifarios registrados en 2005 y 2006 han tenido un claro impacto sobre el

³⁸ Real Decreto-Ley 6/2009, de 30 de abril, por el que se adoptan determinadas medidas en el sector energético y se aprueba el bono social.

desarrollo la actividad de comercialización. Siendo el precio de la energía implícito en la tarifa integral muy inferior al precio real de mercado, el precio regulado de la electricidad ha competido de forma “desleal” con el precio que podían ofrecer los comercializadores en el mercado libre. En este contexto las empresas comercializadoras no han podido competir con la tarifa regulada sin incurrir en pérdidas, lo que ha llevado en muchos casos, a una reducción de su actividad y a un retorno de muchos consumidores al suministro regulado entre octubre de 2005 y enero de 2007 (como se mostraba en la Figura 2.1.32, la participación de la demanda en el mercado libre, que había alcanzado el 38% del total de la energía consumida en 2005, bajó al 25% en 2006). Asimismo, la entrada de nuevos comercializadores ha sido muy reducida o casi nula durante este periodo.

Un análisis detallado de la evolución de las cuotas empresariales en el mercado de suministro liberalizado, por segmento de consumidor, revela diferencias importantes en la conducta de las principales comercializadoras frente al problema del déficit tarifario.

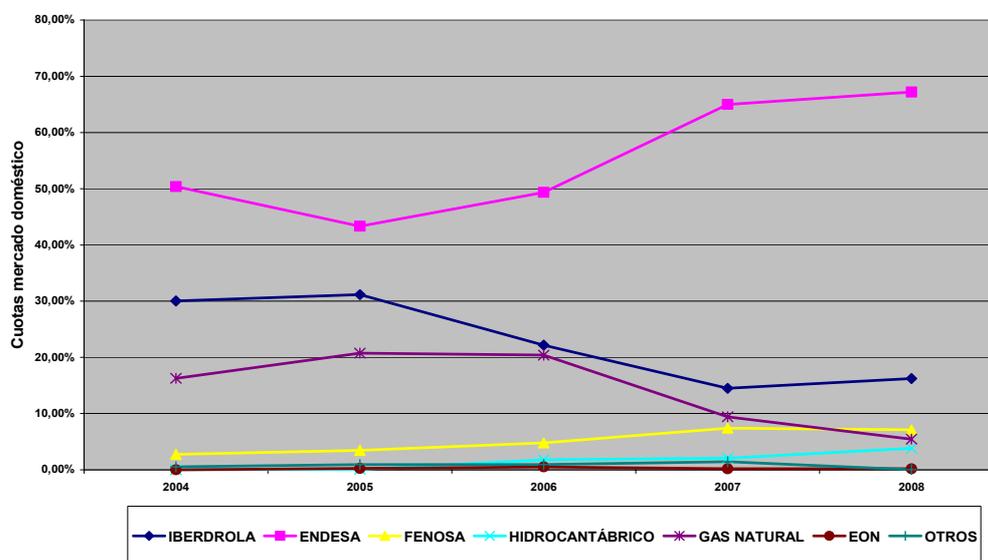
En el caso de IBERDROLA y GAS NATURAL se observa, en todos los segmentos de mercado, una caída muy importante de sus cuotas en el periodo 2005-2006, que reflejan su decisión de retirarse parcialmente del negocio de comercialización. Por otra parte, en el mismo periodo, ENDESA aumentó de forma significativa su cuota, y de forma más moderada lo hicieron también UNIÓN FENOSA e HIDROCANTÁBRICO.

A partir de 2007, como consecuencia de la introducción del déficit ex ante, se registra una recuperación del consumo en el mercado libre y también un repunte de las cuotas de IBERDROLA y GAS NATURAL, en particular en el segmento del consumo industrial. En este sub-mercado cabe además reseñar el importante aumento en las cuotas de otros comercializadores, de menor tamaño, en 2008 (a este respecto cabe indicar la entrada de nuevos comercializadores como FORTIA, EGL, DETISA y el aumento de la cuota de CENTRICA). Esta evolución parece especialmente relacionada con la desaparición, establecida por el Real Decreto 871/2007, a partir del 1 de julio de 2008, de las tarifas generales de alta tensión, la tarifa horaria de potencia y las tarifas específicas de riegos³⁹.

La estructura del mercado de comercialización resultante en 2008 indica una clara prevalencia de ENDESA en todos los sub-mercados liberalizados, con una cuota del 67% en el segmento doméstico, del 54% en el segmento de las PYMES y del 39% en el segmento industrial. Este último es el sector donde se observa una mayor presión competitiva y donde se ha observado una mayor entrada de nuevos comercializadores.

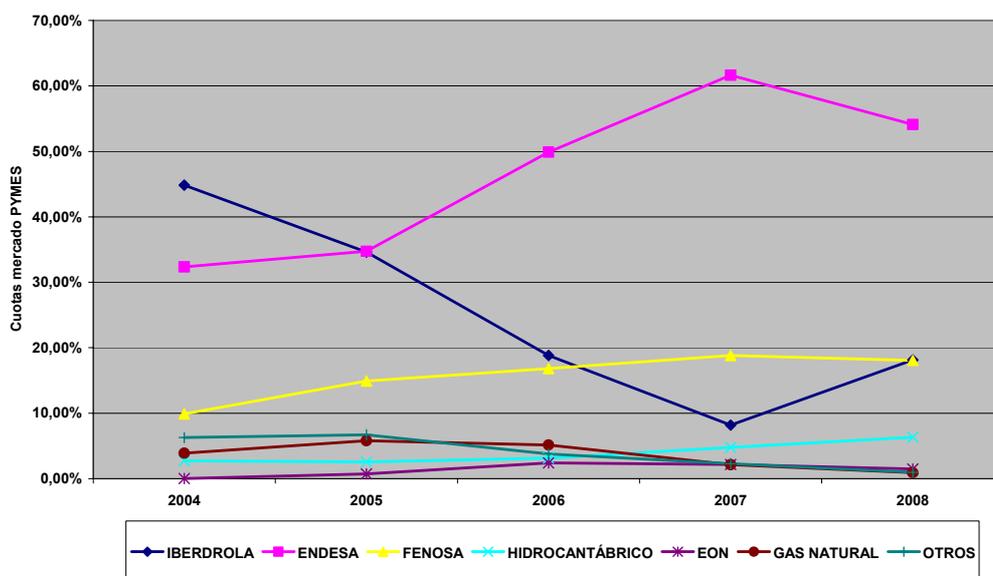
³⁹ A partir de dicha fecha únicamente existe un régimen de tarifa integral para los consumidores conectados a redes de baja tensión y para los consumidores acogidos a la tarifa D y a la tarifa G.4. Desde el 1 de enero de 2009 y hasta la entrada en vigor de las tarifas de último recurso, dichas tarifas se incrementan cada mes en un 3% y en un 5%, respectivamente.

Figura 2.4.2 Evolución de las cuotas de mercado de los principales comercializadores en el mercado liberalizado correspondiente al segmento de consumidores domésticos



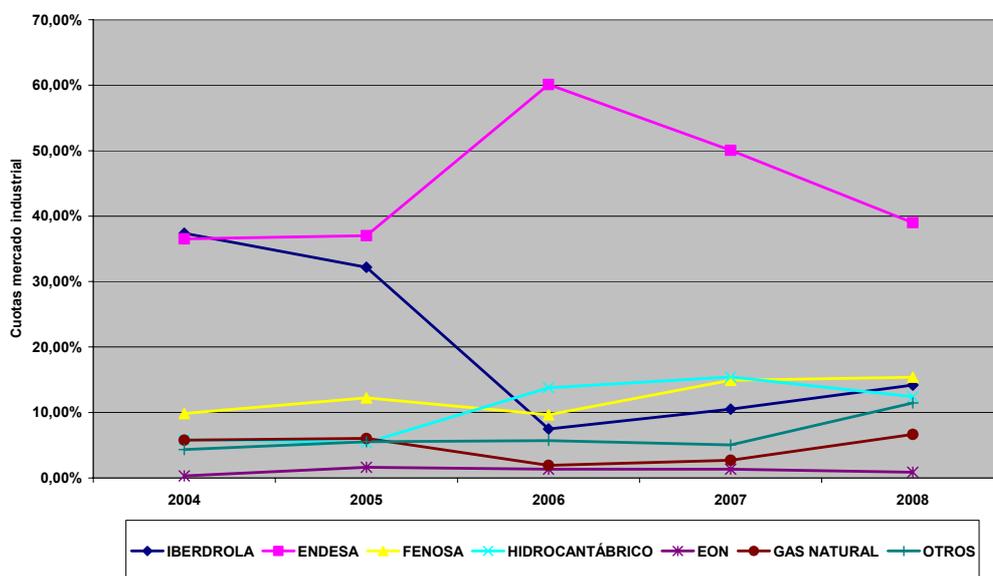
Fuente: CNE, Base datos de liquidaciones

Figura 2.4.3 Evolución de las cuotas de mercado de los principales comercializadores en el mercado liberalizado correspondiente al segmento de las PYMES



Fuente: CNE, base de datos de liquidaciones

Figura 2.4.4 Evolución de las cuotas de mercado de los principales comercializadores en el mercado liberalizado correspondiente al segmento de los consumidores industriales



Fuente: CNE, base de datos de liquidaciones

PORTUGAL

El marco legal del sector eléctrico vigente hasta 2006 determinaba un límite máximo al aumento de las tarifas de energía eléctrica para los consumidores, equivalente a la tasa de inflación prevista. La existencia de esta limitación hizo que los costes asociados al funcionamiento del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) no se correspondieran con los beneficios generados por la aplicación de las tarifas, originando un déficit tarifario que se recuperaría posteriormente.

El Decreto Ley nº 29/2006, de 15 de febrero, que aprobaba las bases generales de la organización y funcionamiento del SEN, así como las bases generales aplicables al ejercicio de las actividades de producción, transporte, distribución y comercialización de electricidad y a la organización de los mercados de electricidad, elimina la anterior limitación.

Hay que destacar que la definición de las tarifas realizada por la ERSE, como se trata del ejercicio realizado anteriormente al inicio del periodo al que se corresponden, incluye parámetros de tipo provisional que, en el momento de su concreción, exigieron la aplicación de ajustes a posteriori que, además, están establecidos en la metodología tarifaria aprobada y especificada en el Reglamento tarifario. De hecho, las tarifas se calculan de forma que se recupere la totalidad de los beneficios permitidos para las empresas reguladas. A su vez, los beneficios permitidos se determinan teniendo en cuenta el mantenimiento del equilibrio económico-financiero de las empresas reguladas en condiciones de gestión eficiente. En este contexto, por ejemplo, las tarifas de último recurso vigentes para 2008 se

calcularon a finales de 2007 con las mejores previsiones al alza, tanto de las empresas reguladas como de la ERSE, sin previsiones de déficit tarifario de acuerdo con las mejores prácticas de la normativa.

Los últimos años están marcados por aumentos sostenidos en los costes de los combustibles fósiles y, por consiguiente, de la energía eléctrica, muy superiores a la tasa de inflación. En particular, desde finales de 2007 se sufrió una subida muy acentuada de estos costes, lo que provocó desajustes importantes entre el nivel de costes incluido en las tarifas de energía eléctrica de último recurso y los costes efectivamente soportados por el comercializador de último recurso al adquirir energía en el mercado mayorista.

En agosto de 2008, se publicó el Decreto Ley nº 165/2008 que prevé mecanismos de fijación de tarifas aplicables en periodos de circunstancias de costes significativas y excepcionales, con impactos tarifarios elevados. La aplicación del Decreto Ley nº 165/2008 se deriva de la constatación de desvíos excepcionales de costes de adquisición de energía eléctrica por parte del comercializador de último recurso y de elevados impactos tarifarios.

La transposición de este marco legal a la normativa se traduce en la incorporación total de eventuales aplazamientos de costes (o de ingresos) a la tarifa de Uso global del sistema, que forma parte de la tarifa de Acceso, y que deberán pagar de forma igualitaria todos los comercializadores. Es decir, en el nuevo marco legal, cualquier aplazamiento (anticipo) de costes afecta de igual manera a los comercializadores de mercado y al CUR. De esta forma, se garantiza que no habrá discriminación en el futuro entre clientes de comercializadores del mercado y del CUR en el ámbito de las medidas de estabilización de precios que benefician a todos los consumidores.

3 MERCADO DIARIO E INTRADIARIO

MARCO JURÍDICO

La Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico introdujo una profunda reforma en el funcionamiento del sistema eléctrico español, declarando la libertad de contratación y estableciendo como base económica del mismo el mercado organizado de electricidad, con separación de la gestión económica y técnica, que se encomiendan al operador del mercado y al operador del sistema.

El Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el mercado de producción de energía eléctrica, desarrolla el contenido de la Ley 54/1997 en lo que se refiere al mercado de producción, y constituye el núcleo de su regulación, que posteriormente se completaría mediante disposiciones de menor rango. En primer lugar, establece la estructura básica del mercado de producción distinguiendo cinco unidades dentro de él: mercados a plazo, mercado diario, mercado intradiario, mercados no organizados y servicios de ajuste del sistema. Este mismo Real Decreto consigna la tipología y requisitos que deben reunir los sujetos y los agentes del mercado para poder participar en cada uno de los mercados integrantes del mercado de producción. Asimismo se refiere a la contratación bilateral como parte no organizada del mercado, esbozando sus modalidades y estableciendo la necesidad de comunicar la realización de dichos contratos al operador del sistema.

Para realizar la gestión del mercado, tanto la Ley 54/1997 como el Real Decreto 2019/1997 establecen la aprobación por el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, con informe de la Comisión Nacional de Energía, de las reglas y condiciones de funcionamiento y liquidación del mercado de producción, a las que deben adherirse expresamente los compradores y vendedores en el mercado por medio de la suscripción del correspondiente contrato de adhesión.

De conformidad con lo establecido en el Real Decreto 2019/1997, las Reglas de Funcionamiento del Mercado contienen los procedimientos y condiciones de carácter general que resultan necesarios para el eficaz desarrollo del mercado diario e intradiario de producción de energía eléctrica, y específicamente para su gestión económica y la participación en los mismos de los sujetos que realizan actividades destinadas al suministro de energía eléctrica y de los consumidores directos. Las Reglas de Funcionamiento vigentes actualmente han sido aprobadas mediante Resolución de 26 de junio de 2007, de la Secretaría General de Energía, por la que se modifican y aprueban las Reglas de Funcionamiento del Mercado de producción de energía eléctrica en vigor desde el 1 de julio de 2007.

El Real Decreto 485/2009, de 3 de abril, por el que se regula la puesta en marcha del suministro de último recurso en el sector de la energía eléctrica, modifica el Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el mercado de producción de energía eléctrica (Disposición final primera), en el que se obliga a los titulares de instalaciones de generación que hayan suscrito contratos bilaterales con entrega física de energía a presentar ofertas de adquisición en el mercado

diario por el volumen total de energía igual a la comprometida en dichos contratos a un precio que refleje el coste de oportunidad de dichas instalaciones. Asimismo, se establece que el precio marginal para cada periodo de programación será el precio resultante del equilibrio entre la oferta y la demanda de energía eléctrica ofertada en los mismos, desarrollando la modificación introducida por la Ley 17/2007. Adicionalmente se establece que el proceso de casación incorporará los mecanismos de separación o acoplamiento de mercados con otros países que se determinen en cada momento por el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio.

SUJETOS, AGENTES Y AGENTES DEL MERCADO IBÉRICO

Los *sujetos* del mercado son las entidades habilitadas para actuar directamente en el mercado eléctrico como vendedores y/o compradores de electricidad. Pueden actuar como sujetos del mercado los productores en régimen ordinario o especial, los distribuidores (ahora reemplazados por los comercializadores de último recurso) y comercializadores, así como los consumidores directos en el mercado y los representantes de cualquiera de los sujetos citados.

La denominación de *agentes* del mercado se reserva para los sujetos que participen en los mercados diario o intradiario de producción. Por tanto, los sujetos del mercado pueden acudir al mismo como agentes del mercado diario o celebrar contratos bilaterales, cuya ejecución, una vez declarados, pasa a ser firme con los mismos derechos y obligaciones que las transacciones del mercado organizado.

La ya desaparecida figura de los *agentes externos*, creada por la Ley 54/1997 y desarrollada por la Orden de 14 de julio de 1998, desaparece con la Ley 17/2007, por la que los agentes externos pasan a ser unos comercializadores más.

El Artículo 14 del Convenio del MIBEL establece que el reconocimiento por uno cualquiera de los dos Estados acreditará automáticamente a un agente (*agente ibérico*) para poder actuar en el otro, previendo asimismo la armonización de los procedimientos administrativos de autorización y registro sobre la base de la reciprocidad. En este sentido, la Disposición adicional decimonovena de la Ley 54/1997 (“Capacidad Jurídica de los sujetos del Mercado Ibérico de electricidad”) en la redacción dada por el Real Decreto-Ley 5/2005, reconoce a los sujetos del sector eléctrico portugués la capacidad para actuar en los mercados de energía eléctrica previstos en el citado convenio, de acuerdo con la normativa vigente en España. Asimismo, y estos efectos, los agentes que actúen por cuenta de otros sujetos del MIBEL tendrán la consideración de representantes.

SECUENCIA DE DESARROLLO DEL MERCADO

La hora de cierre del mercado diario son las 10 horas del día anterior al de suministro; los resultados de la casación se publican a las 11. La casación incorpora las posiciones abiertas trasladadas desde el mercado a plazo para las que se ha solicitado entrega física, la información relativa a la ejecución,

cuando ésta se produzca por entrega física, de las subastas reguladas (las emisiones primarias y las subastas CESUR han pasado a liquidarse ya sólo de forma financiera) y los resultados de las subastas de capacidad en las interconexiones.

Entre las 11 y las 14 horas, una vez incorporados los contratos bilaterales, se obtiene el programa diario base de funcionamiento (PDBF) para cada uno de los sistemas; los operadores de sistema analizan y resuelven las posibles restricciones técnicas derivadas de la casación del mercado diario y la declaración de bilaterales y generan así sendos programas diarios viables provisionales (PDVP); el PDV definitivo se publica antes de las 16 horas e incorpora el resultado del mercado de regulación secundaria (descrito en detalle en el capítulo dedicado a los servicios de sistema).

A continuación se convocan las sucesivas sesiones del intradiario (seis en la actualidad); el resultado de cada sesión, una vez libre de potenciales restricciones sobrevenidas, resulta en el programa horario final (PHF).

Este esquema temporal de funcionamiento queda reflejado en la tabla siguiente:

HORARIO DE LAS SESIONES DEL MERCADO DE ELECTRICIDAD							
	MERCADO DIARIO	MERCADO INTRADIARIO					
		1ª SESIÓN	2ª SESIÓN	3ª SESIÓN	4ª SESIÓN	5ª SESIÓN	6ª SESIÓN
Apertura de sesión		16:00	21:00	1:00	4:00	8:00	12:00
Recepción contratos bilaterales	10:00						
Integración de las posiciones abiertas del mercado a plazo	10:00						
Cierre de sesión	10:00	17:45	21:45	1:45	4:45	8:45	12:45
Casación	11:00	18:30	22:30	2:30	5:30	9:30	13:30
Publicación del programa base de funcionamiento (PBF)	12:00						
Recepción de desagregaciones	12:00	Durante 30 minutos posteriores a la publicación de los resultados de la casación					
Análisis de restricciones	14:00	19:10	23:10	3:10	6:10	10:10	14:10
Publicación del programa diario viable (PVD)	16:00						
Publicación del programa horario final (PHF)		19:20	23:20	3:20	6:20	10:20	14:20
Anotaciones en cuenta para seguimiento de garantías	11:00	19:15	23:15	3:15	6:00	9:40	15:30
HORIZONTE DE PROGRAMACIÓN	24 horas	28 horas	24 horas	20 horas	17 horas	13 horas	9 horas
Períodos horarios		21 - 24	1- 24	5- 24	8 - 24	12 - 24	16- 24

Fuente: OMEL

3.1 PRECIO DE CASACIÓN

ANÁLISIS DE FORMACIÓN DE PRECIOS – MERCADO DIARIO

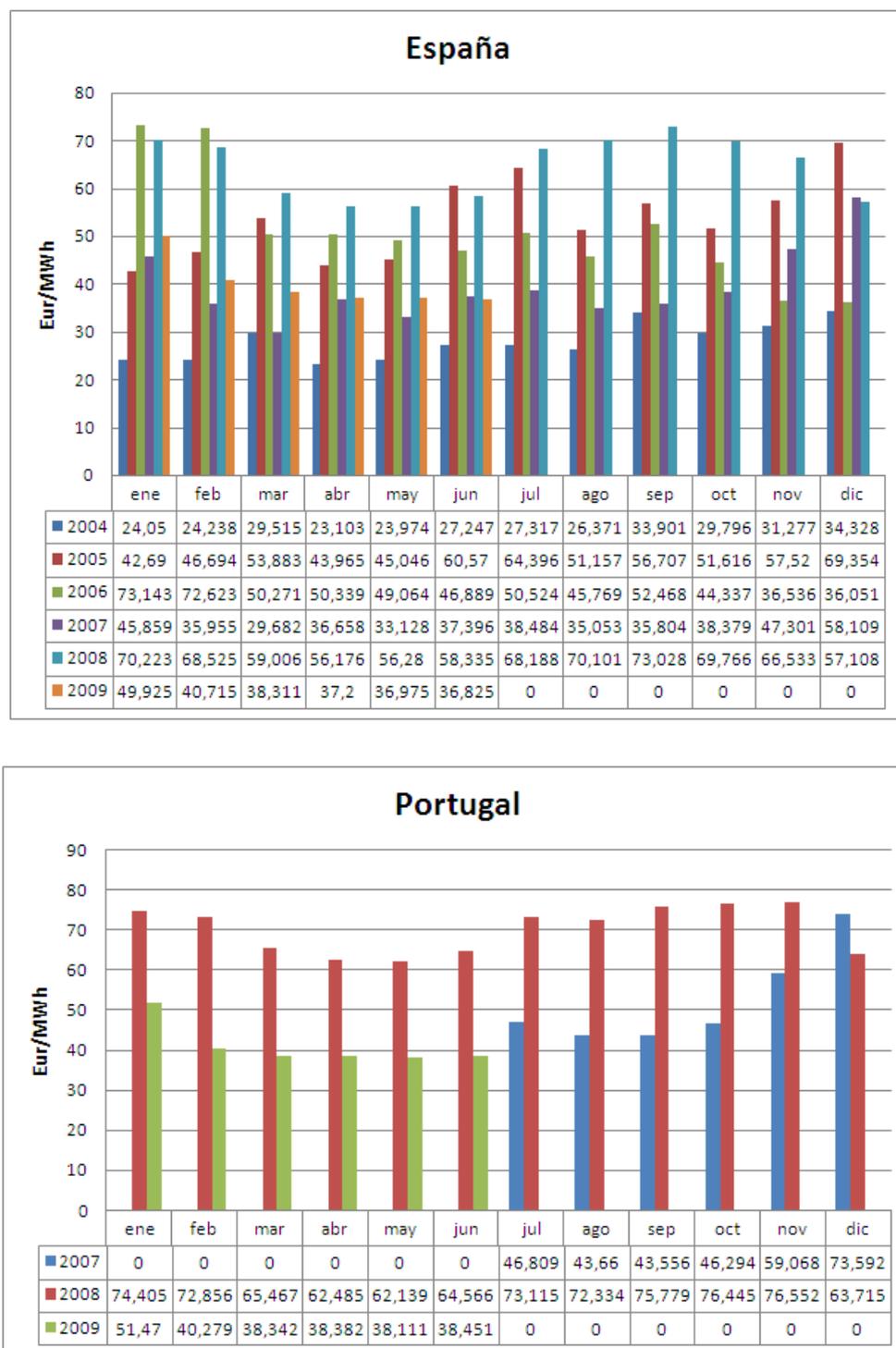
El mercado diario ha constituido el punto de encuentro de oferta y demanda de forma fiable y representativa desde el 1 de enero de 1998, para el sistema español, y desde el 1 de julio de 2007, también para el portugués. Las ofertas de venta realizadas por los generadores, que pueden incorporar condiciones complejas, se presentan por unidad de producción, por la parte libre de compromisos bilaterales, con especificación de cantidad y precio independientes por cada hora. Las ofertas de adquisición del mercado diario no pueden incorporar condiciones complejas y, en el caso de las

distribuidoras, desde el 1 de enero de 2007 se realizan a precio instrumental (180 €/MWh). Son también incluidas a precio cero tanto las entregas físicas procedentes de la contratación a plazo realizada en OMIP como las compras de los vendedores en las ocho primeras subastas CESUR (en la novena subasta CESUR, las posiciones abiertas se liquidan financieramente por diferencias). Las centrales de bombeo, los comercializadores y consumidores plantean ofertas con precio distinto del instrumental.

En los primeros 18 meses de funcionamiento del mecanismo de separación de mercados, la media mensual aritmética de los precios del mercado diario ha oscilado para el sistema español entre los 3,505 cEur/kWh de agosto de 2007 y los 7,303 cEur/kWh de septiembre de 2008. En el sistema portugués la variación ha sido análoga aunque con precios en promedio superiores, con un mínimo en septiembre de 2007 de 4,356 cEur/kWh y máximo de 7,655 cEur/kWh en noviembre de 2008. En ese mismo periodo, el volumen de contratación ha excedido para el conjunto del sistema ibérico los 374,4 TWh, por un importe superior (incluida la renta de congestión) a los 22.059 millones de Euros.

Para el sistema eléctrico español, el precio medio aritmético del año 2008 es de 6,444 c€/kWh, lo que representa un aumento del 22,1% sobre el año anterior. El precio medio aritmético para el año 2008 para el sistema eléctrico portugués ha sido de 6,999 c€/kWh, lo que representa un aumento del 39,9% sobre el segundo semestre del año anterior, situándose en la mayoría de las horas a un nivel más alto que el precio diario del sistema eléctrico español.

Figura 3.1.1 Evolución del precio medio aritmético del mercado diario en España y Portugal

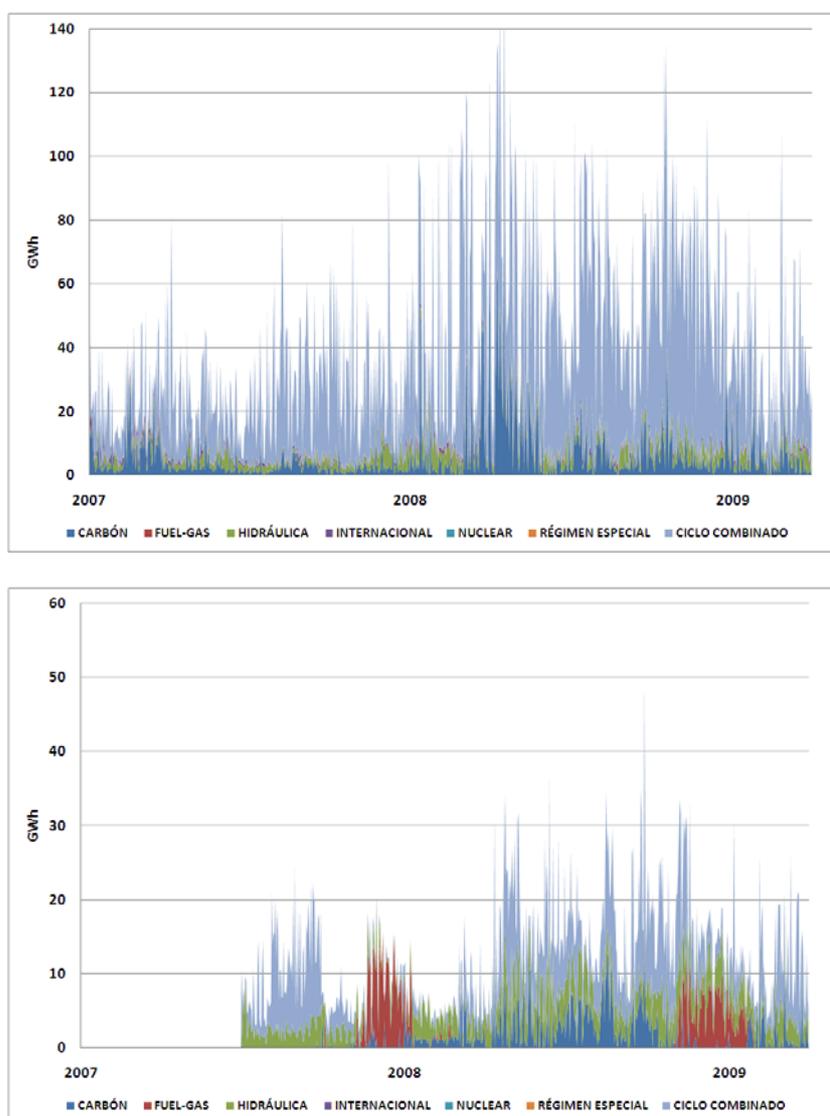


Fuente: OMEL Memoria 2008

En los primeros años de funcionamiento del mercado español la tecnología marginal fue habitualmente el fuel o el gas en ciclo abierto; ya en la etapa de creación del MIBEL, la progresiva obsolescencia de esas centrales y la extraordinaria expansión de las turbinas de gas en ciclo combinado han llevado a estas

últimas a marcar el precio (bien sea por sí mismas o como precio sombra del agua turbinada en su lugar) en la mayor parte de las horas del año. Especialmente a mitad de 2008, el efecto combinado del incremento de precio del carbón y el coste de los derechos de emisión de CO₂ ha llevado a cambiar el orden de mérito en muchas horas, resultando ser el conjunto de los costes variables de los ciclos combinados inferior que el de los grupos de carbón. En Portugal, las tecnologías marginales han sido principalmente el ciclo combinado y la hidráulica, con una participación mayor de esta última que en España. Adicionalmente, cabe señalar la presencia significativa en esta zona del fueloil como tecnología marginal a finales del año 2007 y 2008, coincidiendo con periodos de bajas temperaturas y por tanto, de demanda elevada.

Figura 3.1.2 Evolución de la tecnología marginal en el mercado diario en España y en Portugal



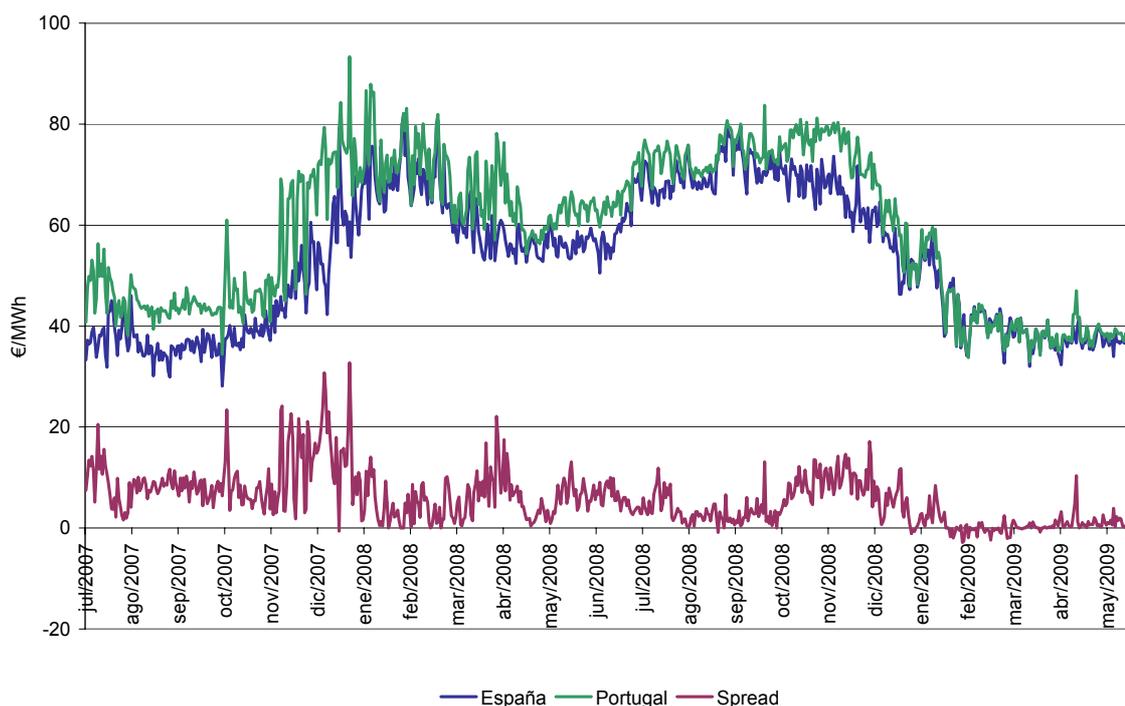
enero 2007 a marzo 2009 [GWh/día] - Fuente: OMEL Memoria 2008

Nota: La tecnología marginal se ha calculado como aquella que tiene un precio de oferta simple superior al 95% del precio marginal de la hora o cuando el precio requerido en la condición compleja de ingresos mínimos para la energía casada es superior al 95% del precio medio ponderado del día.

El spread diario de precios entre Portugal y España se han situado desde julio de 2007 entre -2,8 y 32 €/MWh, siendo en general el precio de Portugal superior al de España. Estas diferencias de precios son consecuencia de la separación de mercados motivada por la existencia de congestiones en la interconexión. Los periodos en los que se ha registrado un mayor spread han sido los meses de noviembre y diciembre de 2007 y 2008. Estos periodos han coincidido, tal y como puede observarse en la Figura 3.1.3, con momentos en los que el fueloil se ha situado como tecnología marginal en Portugal. Este hecho, unido al coste tan elevado registrado por el coste de producción con fueloil, muy superior al coste de una central de ciclo combinado en esos meses, ha contribuido al spread registrado en esos periodos.

Durante el 2008, el spread se ha situado en el entorno de los 6 €/MWh. Sin embargo, desde enero hasta mayo de 2009, el spread diario medio se ha reducido significativamente situándose en una media de 0,7 €/MWh.

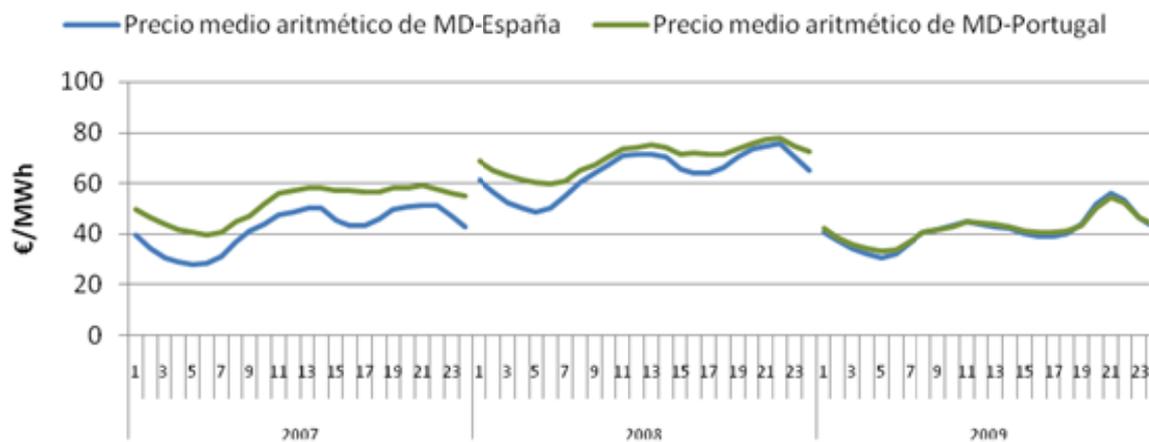
Figura 3.1.3 Evolución del precio medio aritmético del mercado diario en la zona española y portuguesa junto con el spread Portugal-España



julio 2007 a mayo 2009, [Eur/MWh, spread definido como PT-ES]. Fuente: CNE

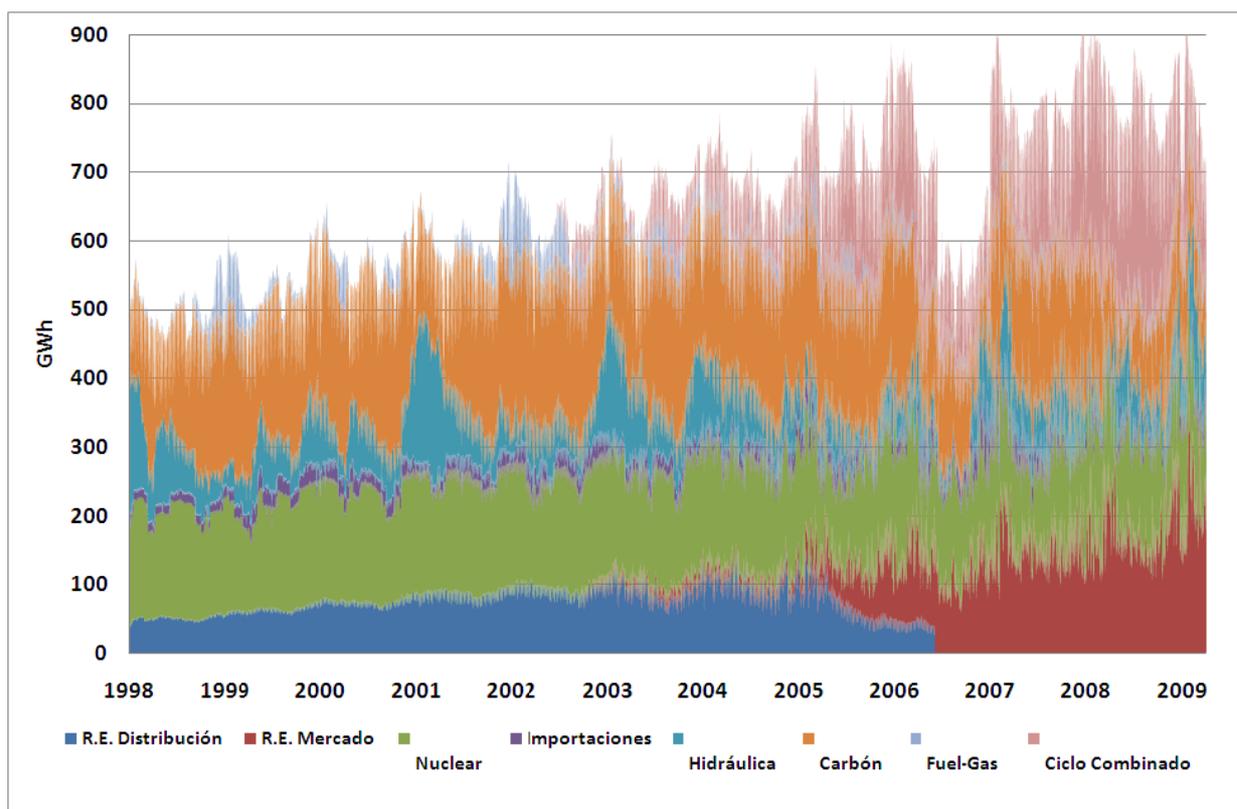
Igualmente, el spread de precios horarios España-Portugal se ha ido reduciendo desde la entrada en funcionamiento del MIBEL. En 2007, el spread medio superó los 10 €/MWh durante todas las horas del día. Sin embargo, a partir de 2008, el spread resulta más significativo en las horas valle y en las llano, manteniéndose este mismo comportamiento en 2009, aunque con spreads más reducidos.

Figura 3.1.4 Perfil horario medio del precio del mercado diario Portugal-España



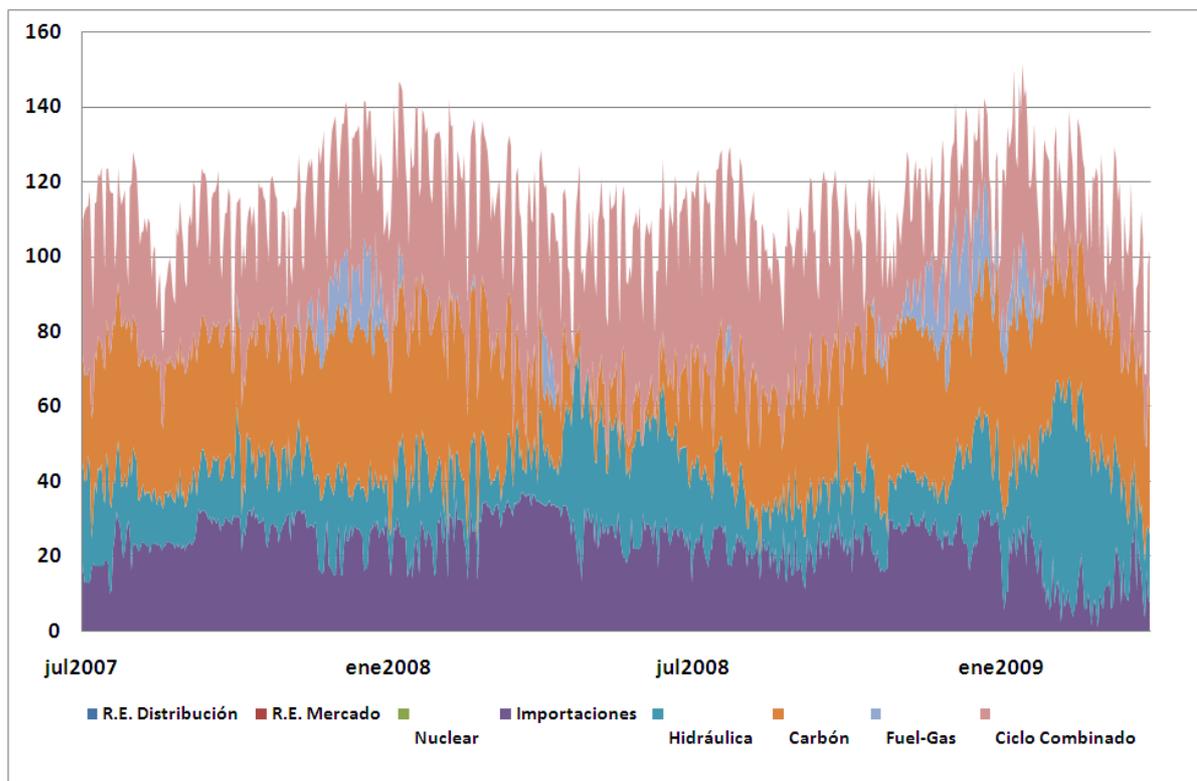
Fuente: CNE

Figura 3.1.5 Sistema español: evolución de la producción de las tecnologías en el Programa Base de Funcionamiento



enero 1998 a marzo 2009 [GWh/día] - Fuente: OMEL Memoria 2008

Figura 3.1.6 Sistema portugués: evolución de la producción de las tecnologías en el Programa Base de Funcionamiento



julio 2007 a marzo 2009 [GWh/día] - Fuente: OMEL Memoria 2008

CARACTERIZACIÓN DE LA CURVA DE OFERTA

Las ofertas presentadas al mercado diario por los agentes vendedores para cada una de las horas del día siguiente, son ordenadas por precio ascendente, resultando así la curva de oferta del mercado para cada hora.

Las centrales nucleares y de régimen especial suelen aparecer en la parte baja de la curva de la zona española, al ser su coste de oportunidad muy bajo. A diferencia de España, las instalaciones de régimen especial en Portugal no participan en el mercado de producción, sino que su producción es vendida al comercializador de último recurso, y es éste quien incorpora su producción en sus ofertas de adquisición como una menor demanda.

También en este tramo se encontraría la oferta precio aceptante de los vendedores en las primeras ocho subastas CESUR (liquidación con entrega física), equivalente a sus compromisos en las subastas CESUR.

Las centrales hidráulicas regulables suelen aparecer en la parte alta de la curva, ya que su coste de oportunidad es elevado en función del precio que esperan recibir en otro momento en el mercado o en

función de la tecnología sustituida. Por el contrario las centrales fluyentes suelen aparecer en la parte baja de la curva, al no poder almacenar el agua para otros momentos.

En el tramo intermedio de la curva de oferta se encontrarían las centrales de ciclo combinado y de carbón ordenadas en función de sus rendimientos, y de las condiciones de sus contratos de suministro.

En el tramo más alto de la curva de oferta se encontrarían las centrales de fueloil, que en el caso de Portugal han servido para la cobertura de la demanda en épocas extremas del año. Asimismo, se encontrarían la parte de la potencia hidráulica que contara con escasas reservas.

La mayoría de las ofertas de centrales térmicas han incluido condiciones complejas pero el número de ofertas de unidades de producción que incorporan la condición de ingresos mínimos se ha reducido notablemente en 2008. Las ofertas de centrales hidráulicas no incorporan condiciones complejas.

CARACTERIZACIÓN DE LA CURVA DE DEMANDA

En cuanto a la curva de la demanda, la demanda correspondiente a los suministros regulados aparecería en la parte más alta de la curva, utilizando el precio instrumental, mientras que en la parte media y baja aparecería el consumo correspondiente a las centrales de bombeo y a los comercializadores para sus suministros en mercado libre. Las ofertas de adquisición en el mercado diario no pueden incorporar condiciones complejas.

Cabe destacar el creciente volumen de energía adquirido por los comercializadores para sus suministros en España desde el 1 de julio de de 2008, como consecuencia de la desaparición de la tarifa integral de alta tensión⁴⁰. Igualmente cabe señalar el incremento de las compras de los comercializadores para su suministro en Portugal a partir de 2009, motivado por el establecimiento de un déficit ex-ante, y por la incorporación de un coste de la energía previsto en las tarifas reguladas superior al real.

Las declaraciones de entrega física procedentes del requerimiento de contratación de energía en OMIP, se consideran a todos los efectos como ofertas simples de adquisición a precio instrumental.

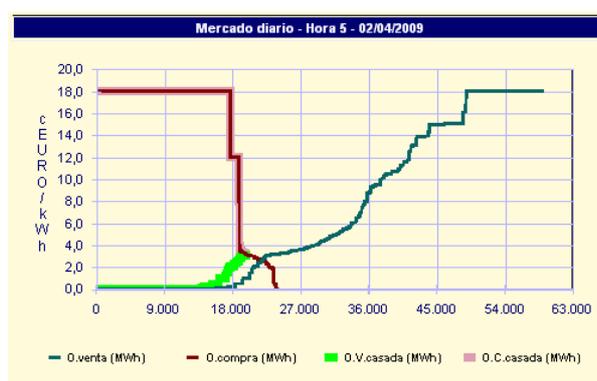
Los vendedores en las ocho primeras subastas CESUR (liquidación con entrega física) tienen que formular una oferta de compra a precio instrumental en el mercado diario equivalente a sus compromisos en las subastas CESUR. En el caso de las cinco primeras subastas de Emisiones Primarias de Energía, también los participantes en el mercado pueden utilizar el mercado diario para hacer frente a sus compromisos de participación en las mismas.

⁴⁰ La disposición derogatoria única de la Orden ITC/2794/2007, de 27 septiembre, por la que se revisan las tarifas eléctricas a partir del 1 de octubre de 2007, indica que, a partir del 1 de julio de 2008 se incorpora al mercado a todos los consumidores de alta tensión, al dejar de aplicarse la tarifa integral salvo para los consumidores de la denominada tarifa G-4.

PRECIO DE EQUILIBRIO DEL MERCADO

Del cruce entre la curva de oferta (línea verde oscura) y de la demanda (línea roja) para cada hora resultaría el precio de equilibrio del mercado, tal y como muestra la figura siguiente. Por la aplicación de las condiciones complejas de las unidades de venta, algunas unidades resultarían eliminadas de la casación, desplazándose el precio de equilibrio final del mercado hasta el cruce entre la línea verde clara y la roja.

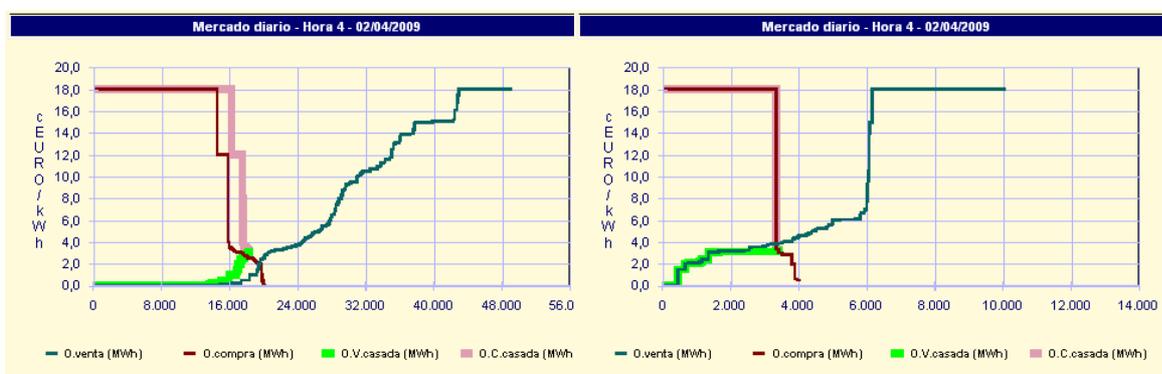
Figura 3.1.7 Precio del mercado diario hora 5 – 2/4/2009 del MIBEL



Fuente: OMEL

La solución anterior correspondería a una hora en la que existiera un único precio para todo el MIBEL. Por el contrario, si el equilibrio encontrado correspondiera a una utilización de la interconexión superior a su capacidad, entonces se produciría una separación de mercados. Es decir, tal y como muestra la figura siguiente, la curva de demanda de España y la curva de oferta de Portugal serían incrementadas en el valor de la capacidad de la interconexión, alcanzándose un precio de equilibrio diferente para cada zona (cruce de la línea rosa y verde clara en España y de la línea roja y verde clara en Portugal).

Figura 3.1.8 Precio del mercado diario hora 4 – 2/4/2009 en España (izq.) y Portugal (der.)



Fuente: OMEL

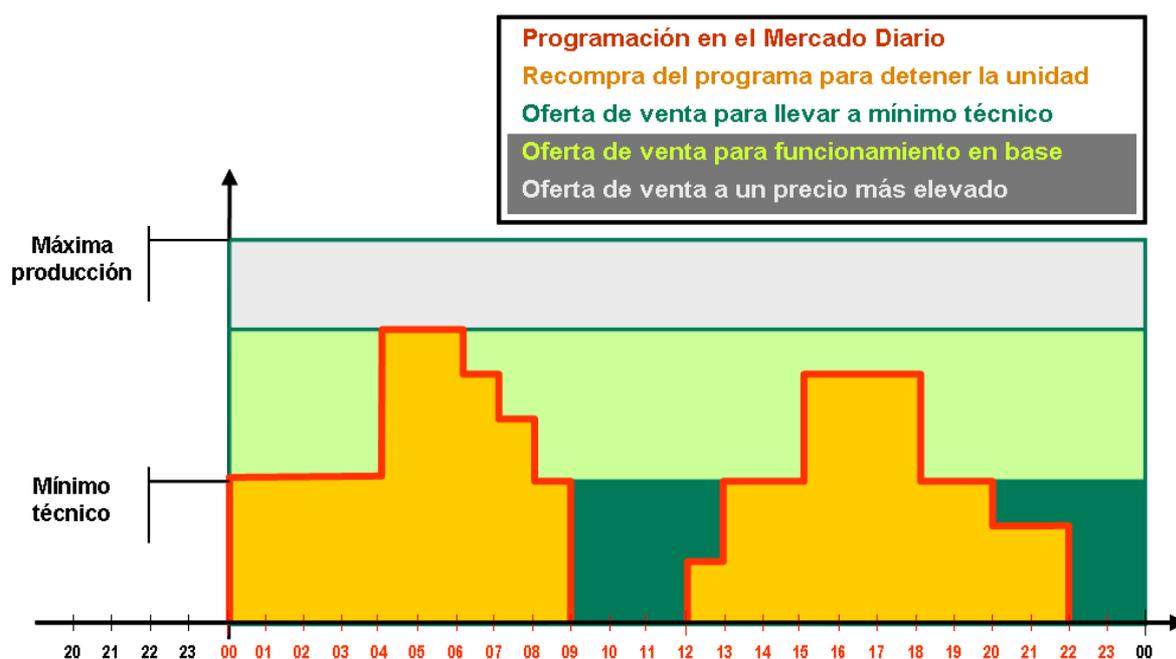
A la vista de las figuras anteriores, puede observarse la ya comentada diferente composición del tramo bajo de la curva, motivada por la existencia de entre 16.000 y 20.000 MW de potencia correspondiente a las centrales nucleares y al régimen especial en España, no presentes en la curva de la zona portuguesa. Esta situación provoca que en las horas valle principalmente, la tecnología marginal en España sea más eficiente en orden de mérito que la portuguesa, lo que supone una exportación en estos periodos de España a Portugal, situación registrada desde la entrada en funcionamiento del MIBEL.

NATURALEZA Y ESTRUCTURA DEL MERCADO INTRADIARIO

El mercado ibérico intradiario ha sido concebido como un mercado de ajustes, tal y como queda definido por el Real Decreto 2019/2007, de 26 de diciembre, diseñado para ofrecer una adecuación entre oferta y demanda más fina y próxima al tiempo real que la que el mercado diario permite, resolviendo así posibles imposibilidades en sucesivas etapas de la programación. En el mercado intradiario, y con el fin de rectificar sus anteriores posiciones, los agentes con una posición natural vendedora (productores) pueden también comprar energía, así como los agentes con una posición natural compradora (comercializadores) pueden venderla.

El mercado intradiario del MIBEL otorga una gran flexibilidad a la operación de los agentes, facilitando un notable grado de optimización del portfolio en función de las necesidades de cada sujeto, en una variedad de horizontes temporales y con las mismas garantías en términos de transparencia y posibilidades de supervisión que caracterizan al mercado diario.

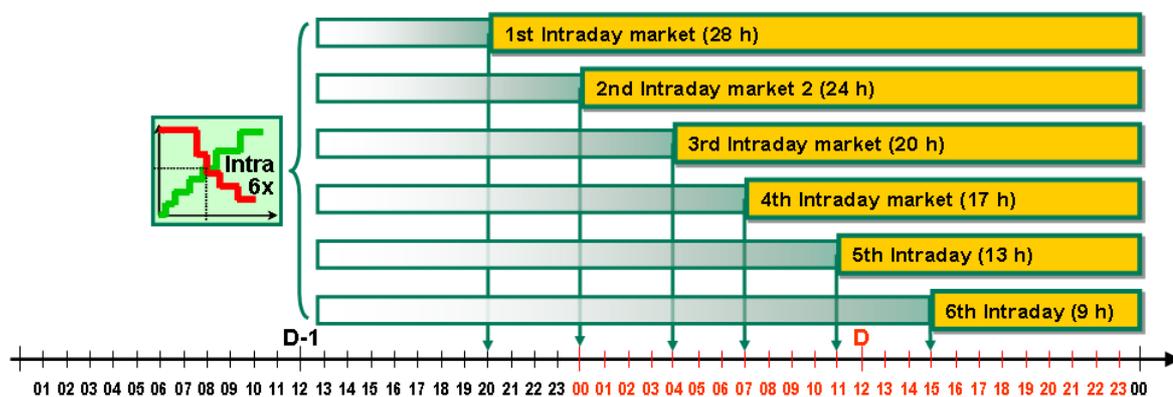
Figura 3.1.9 Algunos ejemplos de actuación en el Mercado Intradiario (agente productor)



Fuente: OMEL

El mercado intradiario se estructura en varias sesiones, en número de seis, en cada una de las cuales se realiza un cruce marginalista de oferta y demanda. La primera sesión cubre 28 horas (las últimas 4 en D-1 y las 24 del día D); la sexta, las últimas 9 horas del día D⁴¹.

Figura 3.1.10 Estructura en sesiones del mercado intradiario del MIBEL



Fuente: OMEL

El mercado intradiario ha contado desde su creación con una muy activa participación de los agentes, especialmente de los productores, y alcanza volúmenes de negociación significativos que en 2008 han ascendido a 24,7 TWh.

3.2 SEPARACIÓN DE MERCADOS

El método aplicado desde el 1 de julio de 2007 en la gestión conjunta de la interconexión España-Portugal sigue la propuesta formulada por el Consejo de Reguladores en 2006⁴²: consiste en un mecanismo de Separación de Mercados (*market splitting*) en el horizonte diario tal que permita el mejor uso posible de la capacidad disponible con seguridad. Además, está previsto que este método sea complementado con subastas explícitas de capacidad anteriores al horizonte diario.

De forma resumida, en el mecanismo de separación de mercados, el conjunto del sistema ibérico es tratado como un mercado único si no hay congestiones en la interconexión, en tanto que se generan dos áreas de precio si la interconexión resulta congestionada. En este sentido, el proceso de determinación del precio agrega inicialmente las ofertas de compra y de venta en el mercado para determinar el precio

⁴¹ El mercado intradiario inició su funcionamiento el 1 de abril de 1998 con sólo dos sesiones; posteriormente, en el segundo semestre de 1998 y los primeros meses de 1999, incorporó las sesiones tercera, cuarta y quinta, y desde el 8 de marzo de 1999 cuenta con las seis actuales.

⁴² Propuesta de mecanismo de gestión conjunta de la interconexión España-Portugal, de marzo de 2006, http://www.cne.es/cne/Mercados?accion=1&id_inf_mercado=14&id_nodo=46

de equilibrio de la oferta y la demanda. Se pueden dar dos situaciones en el proceso de casación de las ofertas:

- a) Si en la casación de las ofertas (de compra y de venta) resulta un tránsito en la interconexión que es inferior o igual a la capacidad comercial disponible en el mismo sentido, el precio de equilibrio es único para el sistema ibérico, ya que se tiene viabilidad económica (conferida por la casación de la oferta y la demanda) y técnica (conferida por la existencia de capacidad en las redes para concretar el despacho económico). En esta circunstancia existe integración de mercado.
- b) Si en la casación de las ofertas (de compra y de venta) resulta un tránsito en la interconexión que es superior a la capacidad comercial disponible en el mismo sentido, la solución inicial de mercado no es ejecutable, por lo que las dos áreas de mercado son tratadas por separado con curvas agregadas de oferta y demanda específicas para cada área. En la curva de demanda para el sistema exportador se coloca una cantidad correspondiente a la capacidad comercial en la interconexión en el sentido exportador y en la curva de oferta para el sistema importador se coloca una cantidad equivalente. De la casación de las curvas de oferta y demanda agregadas de cada uno de los dos sistemas resultan los precios para cada una de las áreas de mercado. Esta situación se corresponde con el régimen de *market splitting*.

En la situación específica de separación de mercados, se debe tener en cuenta que la oferta del mercado exportador que asegura el tránsito máximo en la interconexión se remunera al precio de equilibrio del mercado exportador, mientras que la demanda correspondiente paga el precio de equilibrio del mercado importador, generándose un diferencial de precios que, multiplicado por el tránsito en la interconexión, corresponde a las rentas de congestión.

Lo anteriormente descrito corresponde al tratamiento de las congestiones estructurales y cuya existencia es conocida con anterioridad a la programación; las congestiones surgidas *tras* la programación, cuando las asignaciones son ya firmes, son resueltas mediante Acciones Coordinadas de Balance (ver también 8.3 más adelante), en concordancia con los principios generales previstos por el Reglamento comunitario de interconexiones⁴³.

Dentro del MIBEL, los derechos de capacidad devienen firmes una vez obtenida la autorización para la programación; si acaeciera una congestión en la interconexión después de ese momento, los TSOs deben garantizar la ejecución del programa por medio de Acciones Coordinadas de Balance (ACBs). Dichas ACBs consisten en medidas de *countertrading*, es decir, transacciones de energía provocadas

⁴³ De entre los "Principios que regulan los métodos para gestionar la congestión":

(...) "3. Se estudiarán cuanto antes las posibles ventajas de combinar la diferenciación geográfica de mercados u otros mecanismos basados en el mercado para resolver la congestión «permanente», y los intercambios compensatorios para resolver la congestión «temporal», como planteamiento más permanente de gestión de la congestión."

por los TSOs en tiempo real que se superponen al programa firme preexistente, haciéndolo posible aunque surja la congestión.

Cuando un determinado evento produce una congestión, los TSOs deben afrontar un nuevo valor de capacidad de interconexión disponible inferior al intercambio de energía inicialmente previsto incluido en el programa diario base de funcionamiento generado por el Operador del Mercado Ibérico. Las medidas de countertrading resultantes conducen a acciones especulares (de la misma magnitud y en sentido opuesto) en cada sistema, tales que reservas simétricas a subir y a bajar son movilizadas, siendo esas reservas proporcionadas por los respectivos mercados de servicios de sistema.

Este mecanismo, conjuntamente gestionado por los TSOs, permite llevar a cabo el programa original de comercio transfronterizo y descansa sobre principios de mercado y procedimientos transparentes. Las ACBs inducen algunos costes adicionales en ambos sistemas a cada lado de la interconexión: la cogestión implica una desviación respecto a la solución económicamente óptima arrojada por la asignación implícita derivada de la aplicación del *market splitting*.

4 MERCADO A PLAZO

4.1 ORIGEN DEL MIBEL - ACUERDOS IBÉRICOS

La constitución del mercado a plazo de energía en Portugal (sector a plazo) se deriva de un compromiso político entre los Gobiernos de Portugal y de España dentro del ámbito de la creación de un mercado común de energía eléctrica: MIBEL - Mercado Ibérico de Electricidad.

Para la creación y desarrollo de un mercado de electricidad común, en el ámbito del proceso de integración de los sistemas eléctricos de ambos países, los Gobiernos han institucionalizado mecanismos de cooperación que se concretan en la celebración de Acuerdos ibéricos.

En este ámbito, se celebró el Acuerdo de Lisboa⁴⁴, el 20 de enero de 2004, el cual determinó las bases para la creación del MIBEL y renovó los memorándums de entendimiento y protocolos de colaboración que, desde 1998, se celebraban entre las administraciones de los dos países.

Este Acuerdo definía, con carácter general, las modalidades de contratación autorizadas en el ámbito del MIBEL y determinaba que la contratación de energía en el mercado ibérico podía realizarse en las modalidades de mercado spot (diario e intradiario)⁴⁵, mercado a plazo o contratación bilateral.

Asimismo, determinaba que el modelo de funcionamiento del mercado spot debía basarse en el modelo de funcionamiento del OMEL⁴⁶, entidad gestora del mercado spot (polo español), y el mercado a plazo en el modelo de funcionamiento que debía desarrollar OMIP⁴⁷, entidad responsable de la gestión del mercado a plazo (polo portugués).

La práctica resultante de la aplicación de este Acuerdo, a título provisional desde el 22 de abril de 2004, reveló la necesidad de revisar el régimen jurídico para adecuarlo a las necesidades de los dos países, permitiendo la concreción efectiva del mercado único. A tal efecto, se celebró un nuevo acuerdo, denominado Convenio de Santiago de Compostela, el 1 de octubre de 2004⁴⁸.

⁴⁴ Acuerdo entre la República Portuguesa y el Reino de España para la constitución de un Mercado Ibérico de Energía Eléctrica, firmado en Lisboa el 20 de enero de 2004. Aprobado por la Resolución de la Asamblea de la República nº 33-A/2004.

⁴⁵ Mercado spot (contado): mercado organizado diario e intradiario de compraventa de energía eléctrica y de otros servicios relacionados con el suministro de energía eléctrica, con entrega física hasta el día siguiente.

⁴⁶ OMEL – Operador del Mercado Ibérico de Energía – Polo Español, S.A.

⁴⁷ OMIP: Operador do Mercado Ibérico de Energia (Pólo Português), S.A., actualmente OMIP: Operador do Mercado Ibérico de Energia (Pólo Português), SGMR, S.A.

⁴⁸ Acuerdo entre la República Portuguesa y el Reino de España para la constitución de un Mercado Ibérico de Energía Eléctrica, firmado en Santiago de Compostela el 1 de octubre de 2004. Aprobado por la Resolución de la Asamblea de la República nº 23/2006.

Este nuevo Acuerdo ibérico determinaba el marco jurídico que caracteriza el actual modelo de funcionamiento del MIBEL, permitiendo su realización efectiva.

La creación de un mercado ibérico de energía eléctrica implica el reconocimiento de un mercado único de electricidad, entre Portugal y España, en el cual todos los agentes tendrán acceso indistinto al mismo e igualdad de derechos y obligaciones. Por ello, se deriva también del Acuerdo la necesidad de que ambos países desarrollen y modifiquen, de forma conjunta, la legislación y regulación interna necesaria para permitir el funcionamiento del MIBEL.

Tras varios aplazamientos, el arranque el **3 de julio de 2006** del mercado a plazo de energía eléctrica, con funcionamiento en Portugal, marcó un avance importante en la concreción de un mercado interno de la energía en el espacio ibérico.

4.1.1 ORIGEN DEL MERCADO A PLAZO DEL MIBEL – POLO PORTUGUÉS

El Convenio de Santiago de Compostela del 1 de octubre de 2004, acuerdo ibérico que determinó el marco jurídico que caracteriza el actual modelo de funcionamiento del MIBEL, establece que el *“MIBEL está formado por el conjunto de los mercados organizados y no organizados en los cuales se realizan transacciones o contratos de energía eléctrica y se negocian instrumentos financieros que tienen como referencia esa misma energía”*.

El Acuerdo establece la posibilidad de crear los siguientes mercados, en el ámbito del MIBEL:

- a) Mercados organizados, de los cuales podrán formar parte los siguientes:
- mercados a plazo (transacciones relacionadas con bloques de energía con entrega posterior al día siguiente de la contratación, con liquidación por entrega física o financiera);
 - mercados diarios (transacciones relacionadas con bloques de energía con entrega física el día siguiente de la contratación, de liquidación necesariamente por entrega física [mercado spot]); y
 - mercado intradiario (transacciones de liquidación necesariamente por entrega física [mercado spot]).
- b) No organizados, los cuales están compuestos por contratos bilaterales entre las entidades del MIBEL, de liquidación por entrega física y financiera.

En este ámbito, la estructura del MIBEL se basa en la existencia de un mercado a plazo (polo portugués) gestionado por OMIP y un mercado spot (polo español) gestionado por el OMEL.

El polo portugués del MIBEL es responsable de la negociación a plazo de energía (contratos sobre electricidad), permitiendo la adquisición de energía a cualquier productor o comercializador que actúe en Portugal o en España.

De esta forma, desempeña un papel fundamental en la deseada integración de los sistemas eléctricos, fundamental para la creación del mercado ibérico, junto con el mercado español responsable de la negociación diaria de la energía eléctrica.

4.1.2 CARACTERIZACIÓN DEL MERCADO A PLAZO – MARCO ACTUAL

En el momento de su constitución, el mercado a plazo del MIBEL se correspondía con un mercado de derivados, organizado y no regulado. Esta situación era consecuencia de la legislación vigente en el momento de su constitución, que disponía que el capital social de las sociedades gestoras de mercado regulado no podía ser poseído en un porcentaje superior al 30% por entidades no especificadas en el punto nº 1 del Artículo 5º del Decreto Ley nº 394/99, de 13 de octubre (conforme al punto nº 2 del mismo Artículo). REN (Red Eléctrica Nacional), uno de los accionistas de OMIP, poseía una participación del 90% del capital social de esta sociedad y no formaba parte del grupo de entidades especificado en la norma mencionada.

Como consecuencia de la adaptación de las disposiciones del Decreto Ley nº 357-C/2007, de 31 de octubre, y según lo previsto en el Artículo nº 198 del Código de Valores Mobiliarios, OMIP decidió evolucionar a mercado regulado, condición que tiene actualmente. Su registro como tal finalizó el 30 de octubre de 2008, con la adaptación necesaria de su denominación Entidad gestora de mercado a OMIP: Operador do Mercado Ibérico de Energía (Polo Portugués), SGMR, S.A. En el ámbito de la adaptación de OMIClear a las disposiciones del Decreto Ley nº 357-C/2007, de 31 de octubre, la denominación de esta entidad también se modificó y pasó a ser OMIClear: Sociedade de Compensação de Mercados de Energia, S.G.C.C.C.C., S.A. Las reglas del mercado de derivados del MIBEL como mercado regulado también se registraron en la CMVM.

El mercado de derivados del MIBEL ya funcionaba esencialmente como un mercado regulado, por lo que el registro como mercado regulado sólo supuso una serie de modificaciones formales de las respectivas reglas. De hecho, las modificaciones se limitaron (i) a la actualización de la denominación de las entidades gestoras OMIP y OMIClear, y (ii) a la actualización de la denominación del mercado de derivados del MIBEL de mercado no regulado a mercado regulado.

Según las disposiciones del punto nº 2 del Artículo nº 258 del Código de Valores Mobiliarios, vigente en la fecha⁴⁹, el mercado está sujeto a la autorización mediante el Decreto conjunto del Ministerio de Finanzas y del Ministerio de Economía, realizado a través del Decreto nº 945/2004 de 28 de julio.

Según las disposiciones de este Decreto, se consideran operaciones a plazo sobre energía eléctrica: los futuros, opciones y otras operaciones a plazo que tengan por activo subyacente electricidad, productos de base energética y otros activos equivalentes, de naturaleza real o virtual, índices de electricidad, de productos de base energética o de otros activos equivalentes, con liquidación por entrega (física) o liquidación financiera.

El Decreto determina, además, las entidades que pueden ser admitidas como miembros del mercado. Podemos encontrar una disposición idéntica en el punto nº 4 del Artículo nº 56 del Decreto Ley nº 172/2006, de 23 de agosto.

Por tanto, el régimen de admisión de miembros en el mercado a plazo del MIBEL resulta de la conjugación de estas disposiciones legales con lo establecido en el Artículo nº 206 del Código de Valores Mobiliarios⁵⁰, tal y como queda reeditado por el Decreto Ley nº 357-A/2007, de 31 de octubre.

En este contexto hay que destacar que, en virtud de las mencionadas disposiciones, pueden ser miembros del mercado a plazo del MIBEL las entidades siguientes:

- a) intermediarios financieros y personas que sean idóneas y profesionalmente aptas, tengan un nivel suficiente de capacidad y competencia de negociación, dispongan, cuando sea aplicables, de mecanismos organizativos adecuados y posean recursos suficientes para las funciones que se van a ejercer;
- b) productores en régimen ordinario;
- c) comercializadores; y
- d) otros agentes del sector eléctrico.

Según lo establecido en el Decreto nº 945/2004, de 28 de julio, las entidades mencionadas en el párrafo a) sólo pueden actuar por cuenta ajena (introducción de órdenes exclusivamente por cuenta de terceros)

⁴⁹ Actualmente, en virtud de las modificaciones introducidas en el Código de los Valores Mobiliarios a través del Decreto Ley nº 357-A/2007, de 31 de octubre, derivadas de la transposición de la DMIF, esta obligación resulta de las disposiciones contenidas en el punto nº 3 del Artículo nº 207 del Código de los Valores Mobiliarios.

⁵⁰ La remisión constante al punto nº 4 del mencionado Artículo nº 56, en virtud de la mención del Artículo nº 203 del Código de los Valores Mobiliarios, se debe a la interpretación realista en términos tales que la remisión realizada deberá entenderse como relacionada con el Artículo nº 206 de la misma normativa, ya que, después de la revisión y nueva publicación de este código a través del Decreto Ley nº 357-A/2007 del 31 de octubre, es el Artículo nº 206 y no el nº 203 de dicho Código, el que especifica las entidades que pueden ser calificadas como miembros del mercado.

en las operaciones que prevean la entrega del activo subyacente (contratos de liquidación física) (véase a continuación el punto 4.3 sobre el tipo de productos negociados y el tipo de liquidación asociada).

Las entidades mencionadas en los párrafos siguientes sólo pueden actuar por cuenta propia (siempre y cuando la realización de operaciones por cuenta propia se equipare a la realización de operaciones por cuenta de entidades que se encuentren en relación de dominio o de grupo con los miembros del mercado).

De acuerdo con lo dispuesto en el punto nº 4 del Artículo nº 4 del mismo Decreto, los miembros del mercado deben participar en OMIClear (en calidad de entidad que garantiza la compensación y liquidación de las operaciones y asume la posición de contraparte central) o suscribir un acuerdo con alguien que participe en esta entidad.

La responsabilidad por la admisión de los miembros compete a la entidad gestora del mercado, según lo dispuesto en el punto nº 3 del Artículo nº 206 del Código de Valores Mobiliarios.

Las reglas, establecidas por la entidad gestora, definen el funcionamiento del mercado y definen, principalmente, de conformidad con el punto nº 1 del Artículo 209 del Código de Valores Mobiliarios, los requisitos de admisión o selección para la negociación, acceso a la calidad de miembros, operaciones y ofertas, negociación y ejecución de órdenes y obligaciones aplicables a los respectivos miembros.

4.1.3 FUNCIONAMIENTO DEL MERCADO

El mercado a plazo funciona diariamente, de acuerdo con un calendario definido y publicado por OMIP.

Actualmente, de acuerdo con las disposiciones del mencionado aviso, cada sesión de negociación transcurrirá en el periodo comprendido entre las 8:00 y las 18:30, hora española, repartido de la siguiente forma:

- cuando se trate de una sesión de negociación correspondiente a los cuatro primeros miércoles de cada mes, el horario se repartirá en las fases siguientes: fase de negociación previa: de las 8:00 a las 9:00; negociación por subasta: de las 9:00 a las 10:00; negociación en continuo: de las 10:00 a las 16:00; fase de cierre previo: de las 16:00 a las 18:30; y
- para las restantes sesiones de negociación el horario se repartirá entre las fases siguientes: fase de negociación previa: de las 8:00 a las 9:00; negociación por subasta: de las 9:00 a las 9:10; negociación en continuo: de las 9:10 a las 16:00; fase de cierre previo: de las 16:00 a las 18:30.

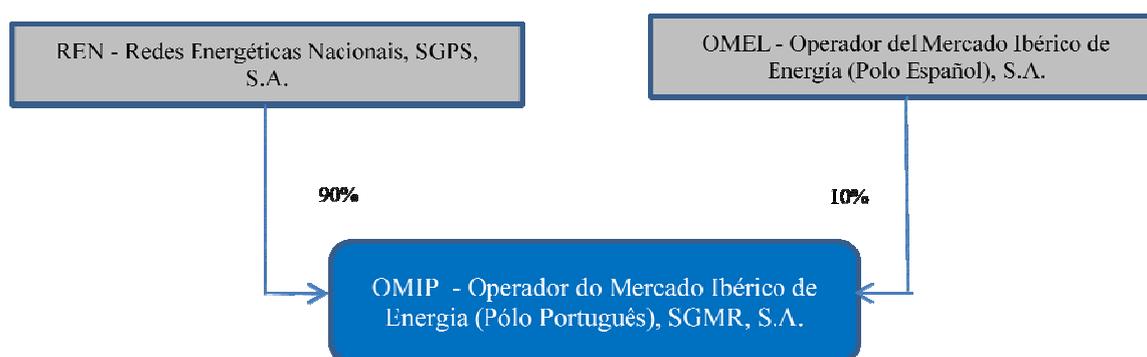
Para la actuación directa en el mercado se necesita obtener la calidad de Miembro negociador, atribuida por OMIP, tras la cual los miembros pueden actuar exclusivamente por cuenta propia, por cuenta de terceros o por cuenta propia y de terceros⁵¹.

4.1.4 CARACTERIZACIÓN DE OMIP COMO ENTIDAD GESTORA DEL MERCADO A PLAZO – MARCO ACTUAL

La entidad responsable de la gestión del mercado a plazo del MIBEL es OMIP: Operador do Mercado Ibérico de Energia (Pólo Português), SGMR, S.A.⁵²

Constituida el 16 de junio de 2003 y propiedad de REN (Redes Energéticas Nacionais, SGPS, S.A.) en un 90% y en un 10% de OMEL (Operador del Mercado Ibérico de Energía (Polo Español), S.A.), como se muestra en la figura siguiente:

Figura 4.1.1 Esquema de participaciones de OMIP



Fuente: OMIP-OMIClear

Como entidad gestora del mercado a plazo, le compete la organización y gestión del mercado para garantizar su normal funcionamiento.

De esta forma, entre otros, es responsable de definir las reglas del mercado, de admitir, suspender y excluir a miembros negociadores, de fiscalizar que los miembros respectivos cumplan las reglas del mercado, de controlar las operaciones efectuadas en el mercado, de definir contratos admitidos y que cumplan los requisitos para ser negociados, y de asegurar el normal funcionamiento de la plataforma de negociación.

En coordinación con OMIClear, es responsable de registrar las operaciones realizadas en el mercado y fuera del mismo (pero que se registran en el mercado a plazo).

⁵¹ Véase el punto 4.1.4 relativo a los Miembros negociadores.

⁵² Autorizada por el Decreto nº 945/2004, de 28 de julio.

Miembros negociadores

De acuerdo con las disposiciones del Reglamento de negociación, los miembros negociadores pueden intervenir en el mercado en una de las categorías siguientes:

- a) por cuenta propia: introducen ofertas exclusivamente para ellos mismos o para entidades que, como ellos, tienen relación de dominio o de grupo⁵³;
- b) por cuenta de terceros: introducen ofertas exclusivamente por cuenta de clientes;
- c) por cuenta propia y de terceros: introducen ofertas por cuenta propia y por cuenta de clientes.

Los requisitos de admisión de los miembros negociadores, igualmente definidos en el Reglamento de negociación, dependen de la categoría de miembro a la que se pretenda adherir.

4.1.5 CARACTERIZACIÓN DE OMICLEAR COMO CÁMARA DE COMPENSACIÓN, CONTRAPARTE CENTRAL Y ENTIDAD GESTORA DEL SISTEMA DE LIQUIDACIÓN DEL MERCADO A PLAZO – MARCO ACTUAL

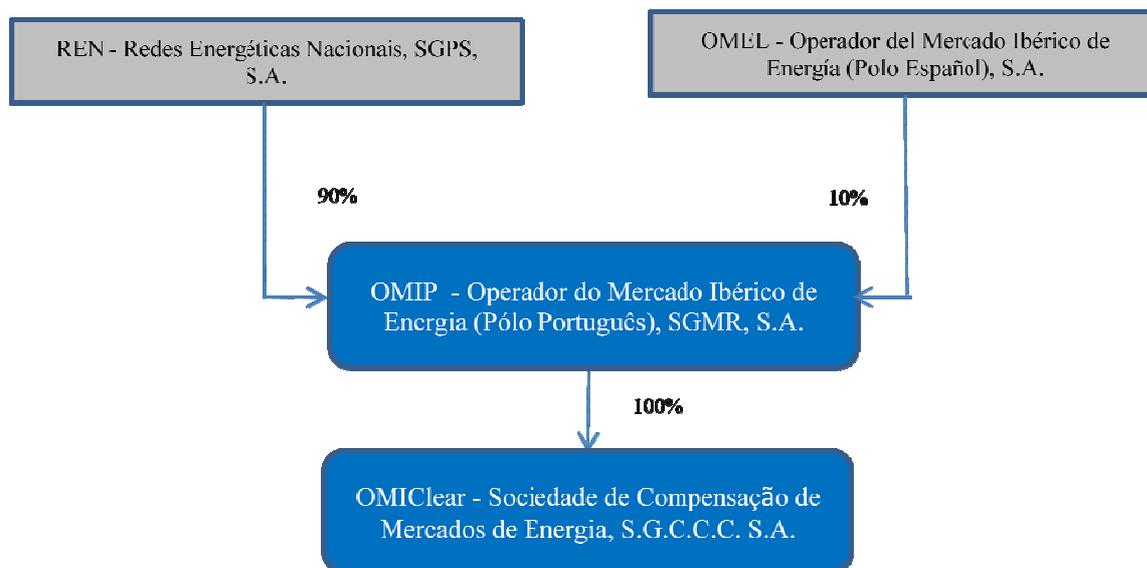
OMIClear (Sociedade de Compensação de Mercados de Energia, S.G.C.C.C.C., S.A.)⁵⁴ actúa como cámara de compensación de operaciones a plazo que tengan por activo subyacente electricidad, productos de base energética u otros activos equivalentes con liquidación física o financiera, y actúa como contraparte central de operaciones a plazo sobre energía⁵⁵. Además, es la entidad gestora del sistema de liquidación.

Se constituyó el 6 de abril de 2004 y está poseída al 100% por OMIP, conforme se indica en la figura siguiente:

⁵³ La existencia de la relación de dominio o de grupo se determina en las disposiciones del Artículo nº 21 del Código de Valores Mobiliarios.

⁵⁴ Autorizada por el Decreto nº 927/2004, de 27 de julio.

⁵⁵ Según las disposiciones del Decreto nº 927/2004 de 27 de julio, se le autoriza para prestar otros servicios necesarios para permitir la intervención de los respectivos participantes en sistemas de liquidación, compensación, o en mercados de energía y de otros productos de base energética o de otros activos equivalentes, a plazo o al contado, nacionales o no.

Figura 4.1.2 Esquema de participaciones de OMIClear

Fuente: OMIP-OMIClear

En el ejercicio de sus funciones, OMIClear es responsable, entre otras cosas, de la definición de las reglas que rigen su actividad, y de la admisión, suspensión y exclusión de los miembros compensadores; asimismo garantiza el registro de posiciones, asume la responsabilidad por la compensación, gestión de riesgo y de garantías, determinación de los márgenes exigibles y la liquidación financiera de las operaciones, asume la posición de contraparte central⁵⁶ de operaciones, realizadas en el mercado o fuera del mismo (pero registradas en el mercado), y garantiza el funcionamiento regular de la plataforma de compensación.

La realización de negocios en el mercado⁵⁷ implica el registro de las operaciones para la plataforma de compensación. OMIClear garantiza la liquidación y compensación de estas operaciones de acuerdo con las reglas establecidas al efecto por esta entidad.

MIEMBROS COMPENSADORES

La compensación de las operaciones realizadas queda garantizada por los miembros compensadores designados.

⁵⁶ En otras palabras, asume las funciones de compradora común ante todos los vendedores y de vendedora común ante todos los compradores, garantizando a los miembros compensadores el cumplimiento de todas las obligaciones inherentes a las posiciones asumidas, desde el momento en que las mismas son registradas hasta su liquidación.

⁵⁷ Y de los negocios realizados fuera del mercado, conocidos comúnmente como OTC, una vez que se prevé la posibilidad de registro de éstos a efectos de la compensación.

Los miembros compensadores son miembros de OMIClear, admitidos de acuerdo con las reglas definidas a tal efecto, que tienen como función el registro de las posiciones⁵⁸, la constitución de garantías y la liquidación de posiciones.

De conformidad con las disposiciones del Reglamento de compensación, pueden constituirse dos tipos de miembros:

- a) miembros compensadores generales, que actúan por cuenta propia o por cuenta de terceros, con quien hayan suscrito un acuerdo de compensación; y
- b) miembros compensadores directos, que pueden actuar exclusivamente por cuenta propia⁵⁹.

Los requisitos de admisión de los miembros compensadores, también previstos en el Reglamento de compensación, dependen de la categoría de miembro a la que se pretenda adherir.

Los miembros compensadores deben tener en todo momento constituidas las garantías que exija OMIClear a título de garantía adicional⁶⁰, la contribución para el fondo de compensación⁶¹ y los márgenes⁶².

Estas garantías se utilizarán cuando existan incumplimientos de los miembros negociadores con quienes un miembro compensador haya suscrito un acuerdo de compensación, o del propio miembro compensador.

Para cada miembro compensador se calcula, de forma continua, el límite operacional diario que determina el aumento admisible de exposición al riesgo de mercado durante la sesión de negociación, y

⁵⁸ Posición debe entenderse como el conjunto de derechos y obligaciones inherentes a las posiciones abiertas en OMIClear.

⁵⁹ Se considera por cuenta propia la actuación por cuenta de entidades que mantienen una relación de dominio o de grupo con los mismos, según las disposiciones del Artículo nº 21 del Código de Valores Mobiliarios.

⁶⁰ Consiste en la garantía constituida por el miembro compensador para cumplir los requisitos de capitales propios y/o de calificación crediticia.

⁶¹ Corresponde al conjunto de valores o de garantías destinado a responder por el incumplimiento de un miembro compensador que no pueda ser suplido a través de los márgenes respectivos. Está formado por el conjunto de contribuciones prestadas por los miembros compensadores para tal fin, así como por un conjunto de las penas y sanciones pecuniarias aplicadas por el OMIP y OMIClear.

⁶² Los márgenes son debidos por la propiedad de posiciones abiertas y pretenden cubrir el riesgo de OMIClear ante la posibilidad de incumplimiento de las respectivas responsabilidades que se derivan de dichas posiciones. Existen tres tipos de márgenes: margen inicial (exigido desde el momento de la apertura de una posición para cubrir el riesgo asociado hasta la respectiva liquidación), margen de variación (margen exigido durante el periodo de entrega de los contratos, para la cobertura del riesgo asociado a las ganancias y pérdidas diarias en las posiciones abiertas, en virtud de las fluctuaciones de los precios de referencia de compensación) y margen extraordinario (margen exigido siempre que lo aconsejen razones de prudencia, principalmente, una fluctuación excesiva de los precios, el incumplimiento de las disposiciones de reglas aplicables o una excesiva concentración de posiciones abiertas).

que depende de las garantías depositadas y de las responsabilidades asumidas por el miembro compensador.

Durante el periodo de negociación de los contratos se calcula, sólo para los contratos de futuros, el ajuste diario de ganancias y pérdidas (*mark-to-market*), de acuerdo con la diferencia entre el precio de referencia de negociación del contrato en la sesión de negociación en cuestión y el precio de referencia de negociación del contrato en la sesión de negociación anterior.

Finalizado el periodo de negociación, en la fecha de vencimiento, los contratos entran en el periodo de entrega de la energía subyacente.

En este momento, ocurre la liquidación de los contratos con la liquidación de los componentes físico y financiero, si la liquidación es física, o sólo del último, si la liquidación es meramente financiera (véase el punto 4.3. Productos).

AGENTES DE LIQUIDACIÓN

Las entidades responsables de la liquidación de las operaciones son los agentes de liquidación.

De acuerdo con las disposiciones del Reglamento de compensación, existen dos categorías de agentes de liquidación:

- Agentes de liquidación financiera: garantizan la liquidación financiera de las posiciones y la constitución de garantías de las cuales es responsable el miembro compensador; y
- Agentes de liquidación física: asumen la obligación de liquidar operaciones con entrega física por cuenta del miembro negociador titular de las cuentas donde se han inscrito dichas operaciones.

Según lo previsto en el Reglamento de compensación, OMIClear sólo garantiza la liquidación financiera en la fecha de vencimiento.

Si procede la liquidación física, ésta es asegurada por los agentes de liquidación física y OMIClear sólo es responsable del envío de esta información al mercado spot.

De esta forma, OMIClear determina diariamente el resultado neto en cada cuenta de liquidación física, comprador o vendedor de electricidad, y se lo comunica a OMEL para que el mismo sea integrado en el respectivo mercado spot como una oferta a precio instrumental.

4.2 LIQUIDEZ

LIQUIDEZ DEL MERCADO A PLAZO

La liquidez es un tema importante en cualquier mercado, teniendo especial relevancia en el mercado a plazo del MIBEL, dadas las características del propio mercado y las características del activo subyacente aquí negociado.

Al tratarse de un mercado de derivados es importante que ofrezca a los agentes que intervienen en él la posibilidad de asumir posiciones en los distintos horizontes de contratación, incluidos los de más corto plazo, sin que se impongan restricciones de salida, las cuales pueden impedir la participación en el mercado.

Teniendo como principal función la cobertura de riesgos, el mercado a plazo desempeñará mejor esa función cuanto mayor sea la liquidez que lo caracteriza. La existencia de liquidez sostenida contribuye a que los precios de mercado sean más representativos y sean el resultado de más información traída del mercado por medio de la actuación de los agentes.

Con todo, transcurridos dos años desde su arranque, el mercado a plazo del MIBEL tuvo que hacer frente a problemas de liquidez aún no superados a pesar de las diversas medidas aplicadas por OMIP.

De hecho, considerando el periodo que va de julio de 2006 a marzo de 2009, del total de energía negociada en el mercado a plazo del MIBEL, cerca del 74% corresponde a la negociación en las subastas obligatorias, donde los comercializadores regulados están obligados a adquirir las cantidades mínimas definidas legalmente. La negociación en continuo sólo representa el 26% del total de la energía negociada en el mercado. La negociación realizada fuera del mercado y registrada en el mercado representa el 26% del total de energía negociada (en el mercado y fuera del mercado).

La representatividad de la negociación en subasta ha ido disminuyendo, con una evidente inversión en el primer trimestre de 2009, conforme a la tabla siguiente:

Tabla 4.1 Desagregación de la negociación para el periodo julio 2006 - marzo 2009

	Jul.06 - Dec.06		Ene.07 - Dec.07		Ene.08 - Dec.08		Ene.09 - Mar.09	
	MWh	%	MWh	%	MWh	%	MWh	%
Subasta	4.516.221	91%	19.543.261	88%	15.554.456	69%	3.956.315	42%
Continuo	470.026	9%	2.618.373	12%	6.888.569	31%	5.353.889	58%
Total Mercado	4.986.247		22.161.634		22.443.025		9.310.204	
OTC registrado	460.752	8%	3.054.989	12%	9.152.353	29%	7.745.111	45%
Total Global	5.446.999		25.216.623		31.595.378		17.055.315	

Fuente: OMIP-OMIClear

Nota: La negociación en subasta incluye toda la negociación llevada a cabo en subasta (adquisiciones mínimas obligatorias y no obligatorias).

4.3 PRODUCTOS Y MIEMBROS

CONTRATOS NEGOCIADOS EN EL MERCADO A PLAZO DEL MIBEL

De acuerdo con lo previsto en el Reglamento de negociación, OMIP dispone actualmente de tres tipos de contrato: Futuros, *Forwards* y *Swaps*.

Los contratos de futuros, de base física o financiera, están admitidos a negociación en el mercado, siendo igualmente susceptibles de registro en la plataforma, a efectos de compensación, los negocios bilaterales (negocios OTC) realizados sobre los contratos de futuros admitidos a negociación en el mercado.

En el caso de los contratos *Forward* y *Swaps*, introducidos el 2 de marzo de 2009⁶³, se ha previsto la posibilidad de registro en la plataforma de compensación de contratos *Forward SPEL Base*, con entrega física, y contratos *Swap SPEL Base*, con liquidación exclusivamente financiera.

OMIP define las especificaciones de todos los contratos mencionados anteriormente en las respectivas Cláusulas contractuales generales, que incluyen los siguientes elementos:

- (i) Activo subyacente;
- (ii) Valor nominal del contrato;
- (iii) Forma de cotización, *tick* y valor del *tick*;
- (iv) Modo de negociación, en continuo o por subasta, o de registro;
- (v) Modo de de cálculo del precio de referencia de negociación;
- (vi) Periodo de negociación;
- (vii) Modo de compensación y liquidación diarios;
- (viii) Forma de determinación de los márgenes; y
- (ix) Modo de liquidación en el vencimiento.

⁶³ Los contratos a plazo ya estaban previstos en el Reglamento de negociación, pero hasta marzo de 2009 no se crearon las condiciones que permitieron su implantación.

La forma de cotización es €/MWh, en la que cada contrato implica el suministro/recepción virtual de energía eléctrica a una potencia constante de 1 MW, durante las horas del periodo de entrega (correspondientes al número de días subyacente a cada contrato).

De esta forma, los contratos admitidos a negociación pueden ser:

- Semanales: se encuentran en negociación las 3 semanas siguientes y en el primer día de cada semana se lista un nuevo contrato;
- Mensuales: en cualquier momento se encuentran en negociación de 3 a 5 contratos mensuales, desde el mes de negociación más próximo hasta el último mes del trimestre más próximo de negociación;
- Trimestrales: en el primer día de negociación de cada año del calendario se abren a la negociación los 4 contratos trimestrales que cubren el año del calendario siguiente, encontrándose en negociación entre 4 y 7 contratos trimestrales; y
- Anuales: se encuentran en negociación el contrato anual del próximo año y el año siguiente del calendario⁶⁴.

Cada contrato tiene asociado un valor nominal = 1 MW x 24 horas x número de días relacionado con cada contrato (semanal = 7 días; mensual = 28, 29, 30 ó 31 días; trimestral = 90, 91 ó 92; anual = 365 ó 366 días).

Todos los contratos actualmente existentes son contratos *Base*⁶⁵, es decir, presuponen el suministro de energía durante el periodo de entrega para las 24 horas del día. No se negocian, por el contrario, productos en carga punta, a diferencia de lo que ocurre en las subastas EPE y en las subastas de contratación de energía para el suministro de último recurso (subastas CESUR). El subyacente de los contratos en carga base negociados en OMIP es el precio spot del mercado español. No obstante, desde el 1 de julio de 2009 es posible, también, la negociación de futuros en carga base con subyacente el precio spot del mercado portugués y únicamente con liquidación financiera, aunque hasta el 30 de julio de 2009 no se había registrado negociación de dichos contratos.

En cuanto al tipo de liquidación, los contratos de futuros admiten liquidación financiera o física, los contratos forward sólo son de naturaleza física y los contratos swap son de naturaleza financiera.

⁶⁴ En el caso de que los días 30 y/o 31 de diciembre fueran días de negociación, al igual que los dos días de negociación anteriores al día 30 de diciembre, sólo está abierto a negociación un contrato anual.

⁶⁵ Los contratos *peak* presuponen el suministro para el periodo comprendido entre las 8:00 y las 20:00 (hora española).

La liquidación financiera corresponde, en el caso de los contratos de futuros, a la diferencia entre el precio de referencia spot y el precio de referencia de negociación del contrato de futuros del último día de negociación, aplicable a cada una de las horas del periodo de entrega del contrato (valor de liquidación en la entrega). El precio de referencia corresponde esencialmente al precio de la última transacción y puede definirse otro precio de referencia en caso de que no cumpla determinados requisitos (principalmente, en relación con el spread *bid-offer* de cierre) o no existan transacciones. En estos contratos la liquidación financiera se realiza diariamente.

En el caso de los contratos forward y contratos swap, la liquidación financiera corresponde a la diferencia entre el precio de referencia spot y el precio de cada operación. Estas diferencias se liquidan mensualmente. En el caso de los contratos swap los valores correspondientes a la liquidación financiera asumen un valor positivo si se trata de una compra, y un valor negativo si se trata de una venta. Los valores positivos son debidos por el vendedor al comprador, al contrario de lo que ocurre con los valores de liquidación negativos. El precio de referencia spot, utilizado a efectos de la liquidación financiera de los contratos negociados en el mercado del MIBEL (contratos de futuros, forwards y swaps) corresponde al valor monetario del índice SPEL (1€/punto de índice), que equivale a la media aritmética de los precios horarios formados en el mercado diario gestionado en España.

OMIP calculará el índice SPEL base e índice SPEL *peak*, basándose en la media aritmética de los precios marginales horarios de la zona española formados en el mercado diario (para las 24 horas del día, en el caso del SPEL base, o para el periodo entre las 8:00 y las 20:00 (hora española) para el SPEL *peak*). Actualmente sólo existen contratos que liquidan financieramente teniendo por referencia los precios formados en el mercado diario gestionado en España (SPEL) y, desde el 1 de julio de 2009, el precio spot del mercado portugués (PTEL).

Los contratos que prevean también la liquidación física (contratos de base física) implican el suministro/recepción de energía eléctrica a una potencia constante de 1 MW durante todas las horas del periodo de entrega, asociado al contrato en cuestión. La entrega física se realiza a través del mercado gestionado por OMEL.

CARACTERÍSTICAS DE LA NEGOCIACIÓN EN EL MERCADO (MWH, DE JUL.06 A MAR.09)

Forwards y Swaps

En lo que respecta a la negociación de contratos forwards y swaps, iniciada en marzo de 2009, sólo se verificó el registro de dos transacciones en dos sesiones de negociación sobre el contrato swap SWB YR-10 y sobre el contrato swap SWB Q3-09. Únicamente se registraron 15 contratos del SWB YR-10 y 10 contratos SWB Q3-09.

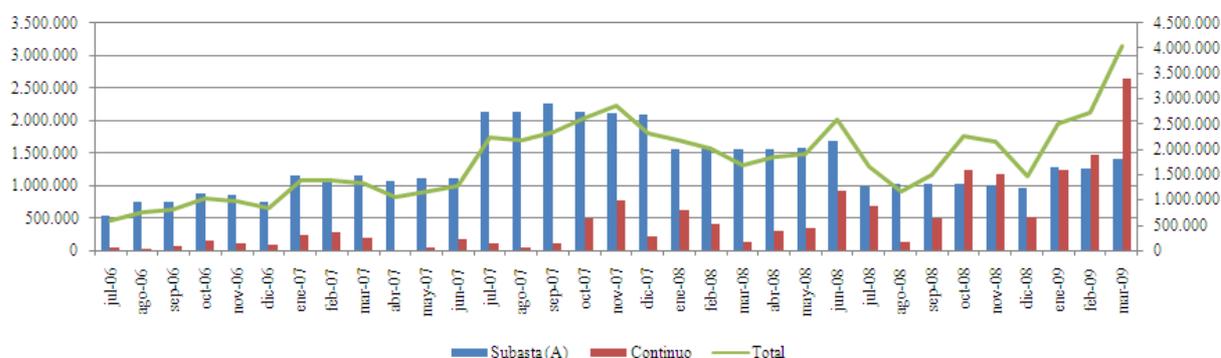
Futuros

En lo referente a los contratos de futuros, se negociaron en el periodo comprendido entre julio de 2006 y marzo de 2009 cerca de 58.901 GWh, de los cuales las tres cuartas partes corresponden a subastas⁶⁶ y el resto a la negociación en continuo.

Con un registro de tan sólo 4.986 GWh en el primer semestre de actividad (segundo semestre de 2006), es decir 831 GWh mensuales en términos medios, la negociación constatada en el mercado a plazo pasó a ser de cerca de 1.847 GWh en términos medios mensuales, durante el año 2007, y de 1.870 GWh durante el año 2008. Este aumento de negociación continuó dándose durante el primer trimestre de 2009, con una negociación de cerca de 3.103 GWh en términos medios mensuales, casi el doble de la media constatada durante el año 2008.

El aumento constatado de la negociación ocurrió, sobre todo, a partir de finales del último trimestre de 2008, fruto del aumento de la negociación en continuo. Para todo el periodo considerado, a pesar de que la negociación en subasta era más significativa, ha ido perdiendo paulatinamente representatividad, siendo menos de la mitad de la negociación total en el mercado, en el primer trimestre de 2009 (42% del total negociado).

Figura 4.3.1 Evolución de la negociación, en subasta y en continuo [MWh]

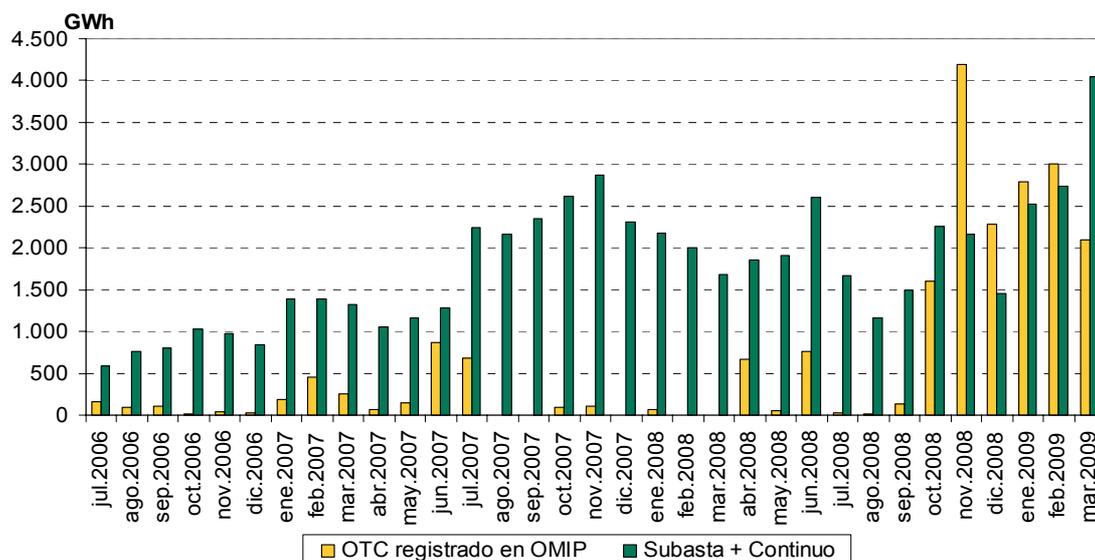


Fuente: OMIP

En la Figura 4.3.2 se muestra la evolución de la negociación en el mercado de futuros del MIBEL (negociación en subasta y en continuo, así como operaciones OTC registradas por OMIClear). Se observa un aumento considerable en el registro de operaciones OTC en OMIClear desde el último trimestre de 2008.

⁶⁶ En el apartado 5.1 se analiza en detalle la evolución de las subastas obligatorias desarrolladas en el mercado de futuros de OMIP.

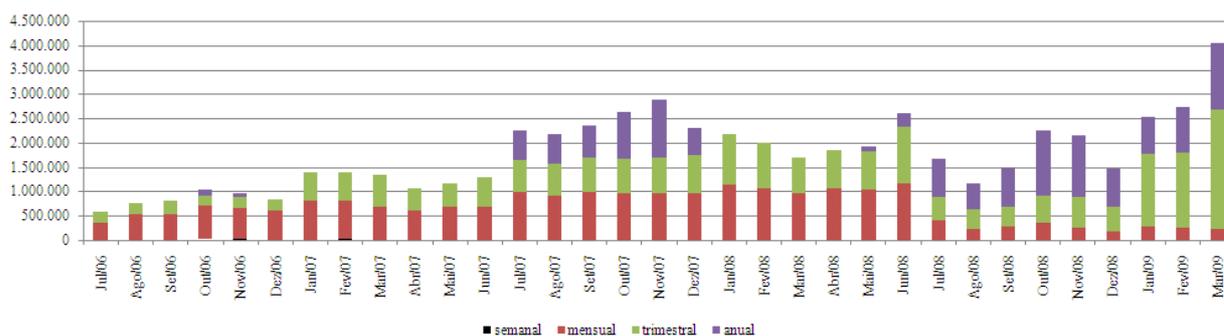
Figura 4.3.2 Evolución de la negociación en subasta, continuo y OTC registrado en OMIP



Fuente: OMIP

En cuanto al tipo de contratación negociada, se registró una mayor negociación en contratos mensuales, sobre todo hasta finales del primer semestre de 2008, destacando durante el segundo semestre de este año una mayor contratación anual. En el primer trimestre de 2009 ganó mayor representatividad la contratación trimestral.

Figura 4.3.3 Evolución de la negociación en subasta, por plazo de contratación [MWh]

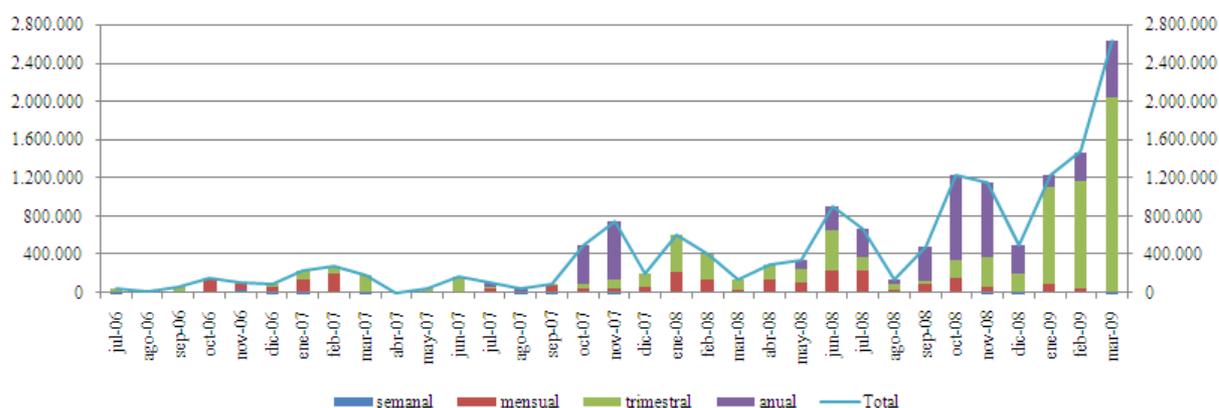


Fuente: OMIP

Analizada la negociación en continuo de forma más detallada, se constata la existencia de un aumento de la negociación con alguna muestra visible a partir del segundo semestre de 2008, que alcanzó su máxima relevancia en el primer trimestre de 2009, considerando todo el periodo de análisis. Para el periodo considerado, el mes de marzo de 2009 fue el que registró la negociación más elevada, con cerca

de 2.639 GWh. En términos de contratación, se ha constatado una mayor preferencia por los contratos anuales y trimestrales.

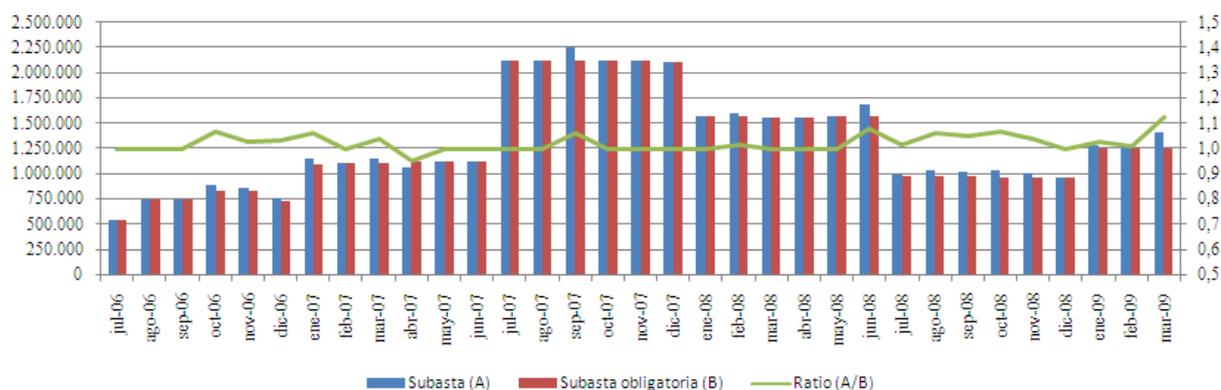
Figura 4.3.4 Evolución de la negociación en continuo, por plazo de contratación [MWh]



Fuente: OMIP

En lo que respecta a la negociación en subasta, tras un aumento de esta modalidad de negociación, con su exponente máximo en el segundo semestre de 2007, se ha constatado una disminución fruto de la reducción de las cantidades mínimas obligatorias. De hecho, la negociación en subasta corresponde, en la mayoría de casos, a la adquisición de las cantidades mínimas obligatorias (a pesar de que, en 17 meses, se ha verificado una adquisición en subasta superior a la cantidad mínima obligatoria para todo el periodo considerado (33 meses)). Sólo en uno de los meses (abril 2007), las cantidades mínimas obligatorias no se adquirieron en su totalidad (verificándose dicha situación en la sesión del día 18 de abril de 2007).

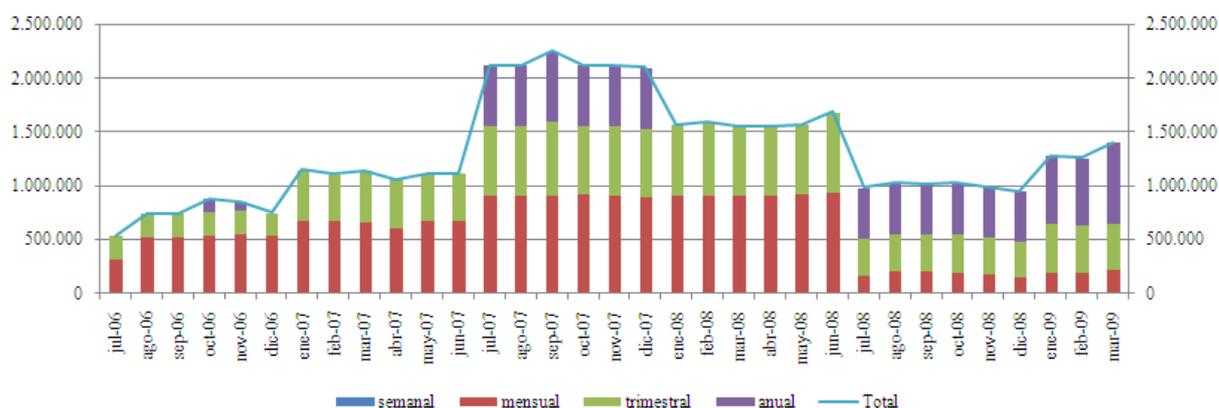
Figura 4.3.5 Subastas obligatorias en comparación con subastas en el mercado [MWh]



Fuente: OMIP

A nivel de contratación en subastas, destacan los contratos mensuales como los más negociados en términos de MWh, hasta el final del primer semestre de 2008. La contratación anual es la más representada hasta esta fecha. Hay que destacar que el tipo de contrato que se ha de adquirir también se define en la legislación que determina las adquisiciones obligatorias en el mercado a plazo del MIBEL.

Figura 4.3.6 Evolución de la negociación, en subasta [MWh]

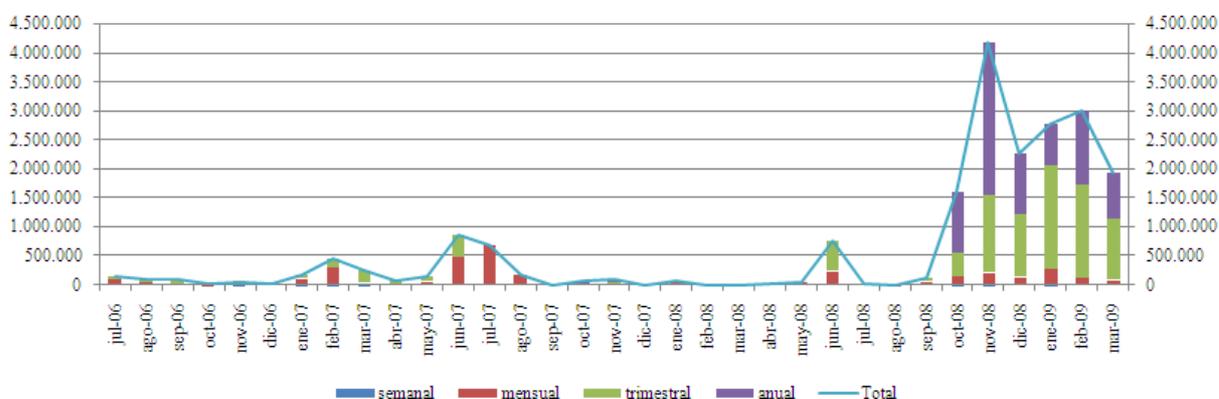


Fuente: OMIP

En lo concerniente a la negociación fuera del mercado (OTC) pero registrada en el mercado a plazo, se constata un aumento de su importancia a partir del último trimestre de 2008, alcanzando un máximo mensual en noviembre de 2008, con cerca de 4.194 GWh registrados en el mercado a plazo. En los meses de septiembre y diciembre de 2007 y febrero y marzo de 2008 no se registró en el mercado a plazo del MIBEL ninguna negociación realizada fuera de mercado.

En cuanto al tipo de contratación referida al registro de la negociación fuera del mercado (OTC), bastante irregular, destacan la contratación mensual y trimestral.

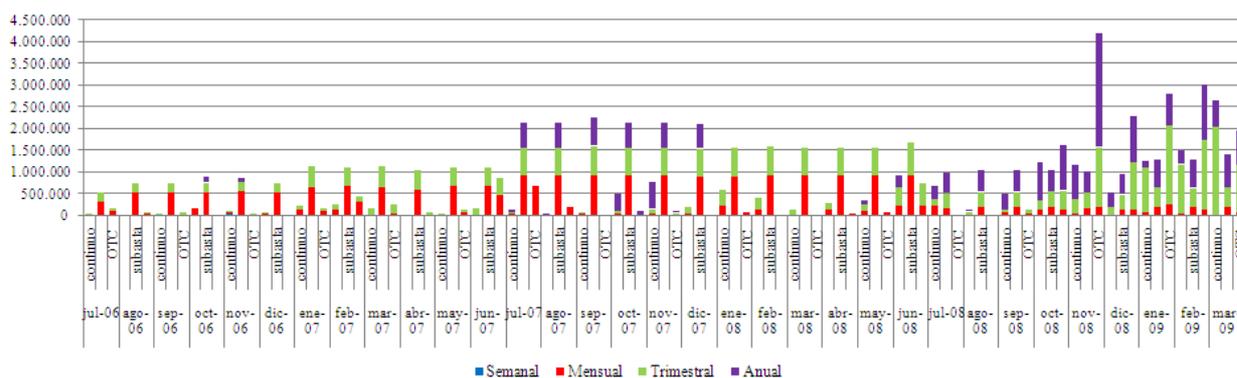
Figura 4.3.7 Evolución de la negociación OTC registrada en el mercado [MWh]



Fuente: OMIP

En términos generales, se ha podido constatar un sucesivo crecimiento de la negociación en continuo, también ocasionada por una disminución de las cantidades que se deben adquirir en subasta. El plazo más contratado es el trimestral, seguido del mensual, con un aumento significativo de la contratación anual en el segundo trimestre de 2008.

Figura 4.3.8 Desglose de la negociación por modalidad [MWh]



Fuente: OMIP

A 31 marzo de 2009, había 30 entidades admitidas como miembros negociadores en el mercado a plazo del MIBEL. De estos, sólo 26 actúan por cuenta propia y 3 por cuenta de terceros. Sólo uno de los miembros fue admitido para la negociación por cuenta propia y por cuenta de terceros. En cuanto a la nacionalidad de los miembros admitidos en el mercado a plazo, 19 de estas entidades son españolas y 3 portuguesas.

En la misma fecha, existían 14 miembros compensadores, de los cuales 9 corresponden a miembros compensadores directos y 5 a miembros compensadores generales. En lo que respecta a los agentes de liquidación financiera, existían 18 agentes de liquidación física y 6 de liquidación financiera.

5 MECANISMOS DE CONTRATACIÓN A PLAZO: SUBASTAS REGULADAS

5.1 SUBASTAS OBLIGATORIAS EN EL MERCADO A PLAZO

Existen obligaciones definidas para el comercializador de último recurso portugués y para los distribuidores españoles de adquirir cantidades predeterminadas de energía en el mercado a plazo, correspondientes al 10% de la energía comercializada. Estas adquisiciones se realizan a través de un mecanismo de subasta, a fin de garantizar la existencia de un precio uniforme para todos los comercializadores de último recurso (véase el Cuadro 5.1).

Cuadro 5.1 *Marco normativo de las subastas obligatorias*

La negociación del Mercado de Futuros del MIBEL, con inicio el 3 de julio de 2006, cuyo operador de mercado es OMIP y cuya cámara de compensación es OMIClear, tiene lugar en un mercado continuo y en subastas en las que los distribuidores españoles y el comercializador de último recurso portugués están obligados, durante un periodo transitorio, a adquirir unos determinados volúmenes de energía, para fomentar inicialmente la liquidez de dicho mercado. Los calendarios de subastas y volúmenes se reflejan en la legislación correspondiente⁶⁷.

Dicha medida transitoria orientada a incentivar la liquidez en el mercado gestionado por OMIP-OMIClear y a proporcionar referencias de precios de contratación a plazo, fue asumida en el contexto de los acuerdos políticos de creación y desarrollo del MIBEL.

Los distribuidores españoles y el comercializador de último recurso portugués están obligados a adquirir contratos de futuros, mensuales, trimestrales y anuales, con entrega física en las condiciones que se establece en la normativa anterior, no siendo posible adquirir productos con liquidación exclusivamente financiera, tal y como sucede en otros mecanismos de contratación a plazo como el mercado OTC o las subastas de emisiones primarias de energía (subastas EPE).

En la Cumbre Luso-Española de Badajoz, celebrada los días 24 y 25 de noviembre de 2006, se estableció un porcentaje de obligación de compra del 10% de la energía comercializada por los distribuidores españoles y el comercializador de último recurso portugués (la obligación previa era del 5% y se fijó en la Cumbre de Évora de noviembre de 2005).

⁶⁷ Establecen dichas obligaciones, en España, Orden ITC/2129/2006, de 30 de junio, y en Portugal, *Portaria* 643/2006, de 26 de junio, para el segundo semestre de 2006; Orden ITC/3990/2006, de 28 de diciembre, y Despacho 780/2007, de 27 de diciembre, para el primer semestre de 2007; Orden ITC/1865/2007, de 22 de junio, y Despacho /2007, de 29 de junio, para el segundo semestre de 2007 y el primer semestre de 2008; Orden ITC/1934/2008, de 3 de julio, y Despacho 19098/2008, de 17 de julio, para el segundo semestre de 2008; Orden ITC/3789/2008, de 26 de diciembre, y Despacho 125-A/2009, de 2 de enero, para el primer semestre de 2009.

Durante el primer año de funcionamiento del Mercado de Derivados del MIBEL las subastas se celebraron los tres primeros miércoles de cada mes. A partir del segundo año de funcionamiento, las subastas se celebran los cuatro primeros miércoles de cada mes.

El coste derivado de la participación obligatoria de los distribuidores españoles (costes de adquisición de energía, garantías, y comisiones OMIP-OMIClear) es un coste reconocido por el sistema de liquidaciones de las actividades reguladas en España. El Consejo de Reguladores del MIBEL supervisa de forma coordinada el mercado de futuros gestionado por OMIP. En concreto, se supervisa que se cumplen las obligaciones de compra de los distribuidores españoles y del CUR portugués en las subastas gestionadas por OMIP, en los términos establecidos en la normativa legal mencionada anteriormente

Las reglas de la negociación en subasta están contenidas en el Reglamento de negociación de OMIP, entre el Artículo nº 52 y el Artículo nº 55, principalmente en relación con las etapas que componen la negociación, el tipo de ofertas admitidas, la ejecución de las ofertas en subasta y la fijación del precio de referencia.

En particular, en la ejecución de ofertas en subasta, el Artículo nº 54 establece lo siguiente:

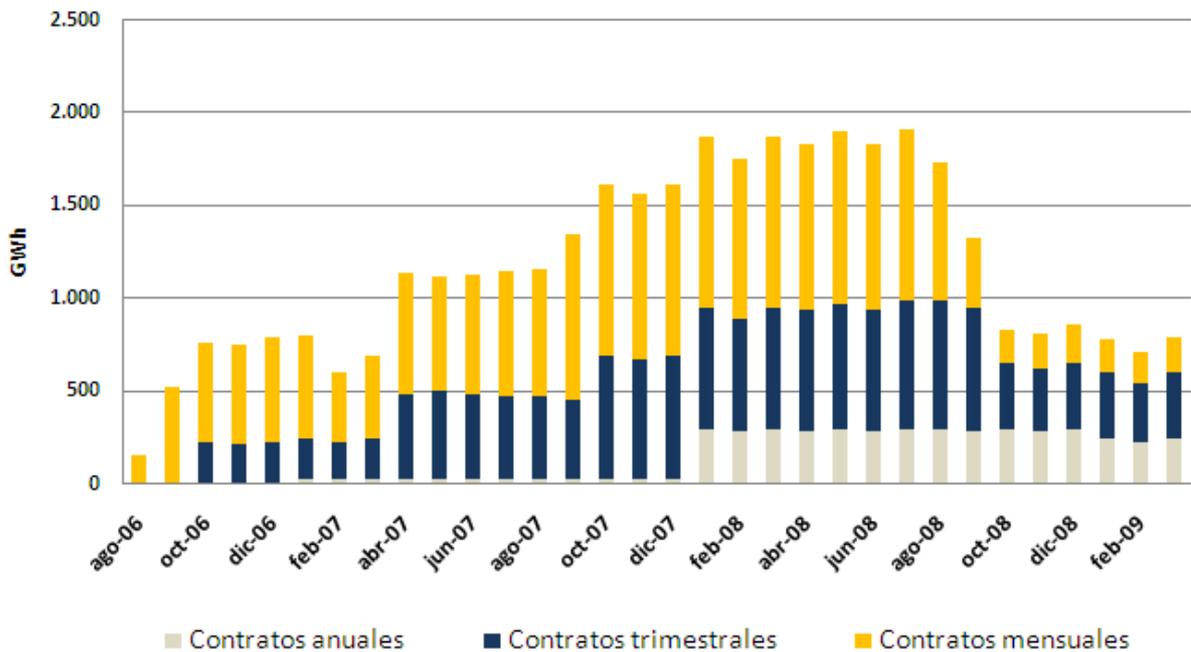
1. El máximo volumen ejecutable corresponde al menor de los siguientes dos valores:
 - a) Total de las ofertas de compra con precio superior o igual al precio de equilibrio de la subasta;
 - b) Total de las ofertas de venta con precio inferior o igual al precio de equilibrio de la subasta;
2. En la ejecución de ofertas, la determinación de la cantidad negociada por cada agente se determina teniendo en cuenta el precio de equilibrio de la subasta y la cantidad máxima ejecutable, respetando una prioridad de adjudicación en los siguientes términos:
 - a) Se ejecutarán en primer lugar las órdenes de acuerdo con una prioridad de precio como, por ejemplo, en la venta, donde se asignan por orden ascendente de precio las órdenes cuyo precio sea inferior o igual al precio de equilibrio de la subasta. En la compra, se asignan por orden descendente de precio las órdenes cuyo precio sea superior o igual al precio de equilibrio de la subasta.
 - b) En las situaciones en que existan órdenes de compra o venta con el mismo valor de precio, se aplicará una prioridad de tiempo, que determina que se ejecuten por orden cronológico ascendente las ofertas con un mismo valor de precio. A tal efecto, se aplica la indicación de tiempo constante para cada orden en el libro de ofertas central gestionado por el operador de mercado.

El precio de referencia se determina de conformidad con el Artículo nº 55 del Reglamento de negociación, desarrollado en la Circular OMIP 01/2009, Precio de referencia de negociación, de 2 de marzo de 2009, prevaleciendo primeramente el precio de la última operación efectuada en el mercado (número 1), pero permitiéndose al operador de mercado una actuación excepcional (número 2) si se considera que el precio determinado de esta forma no puede ser representativo de la situación del mercado.

A pesar de haberse registrado una tendencia al aumento de la negociación en continuo y, sobre todo, del registro de operaciones en OTC, la realización de subastas con cantidades de adquisición obligatoria para los distribuidores españoles y del comercializador de último recurso portugués sigue siendo la base de la liquidez del mercado a plazo. Este objetivo de incentivar la liquidez del mercado a plazo se asumió en el contexto de los acuerdos políticos de creación y desarrollo del propio MIBEL, en el sentido de conferir al mercado protagonismo en la fijación del precio de la energía en el futuro.

La Figura 5.1.1 ilustra la evolución de la energía liquidada derivada de las adquisiciones en subastas OMIP obligatorias para los distribuidores españoles y para el CUR portugués, donde podemos observar una reducción de las cantidades globales adquiridas a partir del cuarto trimestre de 2008, y una mayor preponderancia de los contratos mensuales hasta esa fecha. Debe tenerse en cuenta que la desaparición de las tarifas integrales de alta tensión en el mercado eléctrico español (Real Decreto 871/2007), a partir del 1 de julio de 2008, se vio reflejado en una disminución, a partir del segundo semestre de 2008 (Orden ITC/1934/2008), de los volúmenes obligatorios de compra de los distribuidores españoles en el mercado de futuros gestionado por OMIP.

Figura 5.1.1 Evolución de las adquisiciones en subastas de OMIP por tipo de vencimiento. Energía liquidada

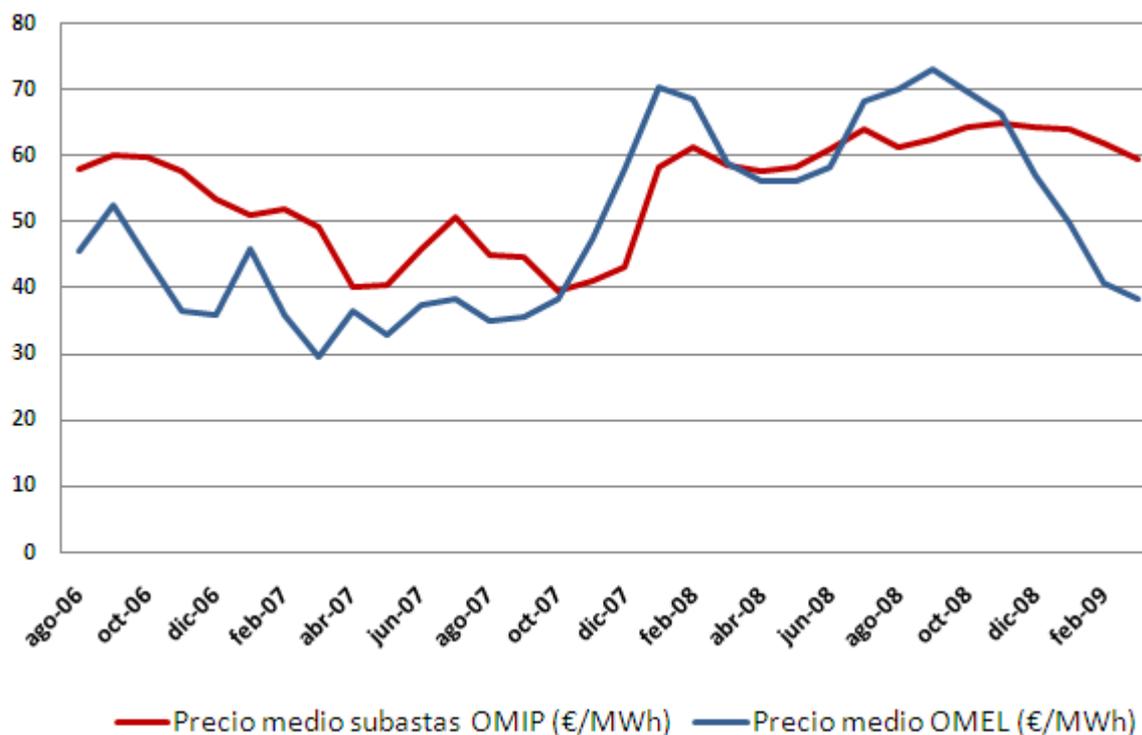


Fuente: OMIP

En la Figura 5.1.2 se presenta el precio medio mensual⁶⁸ de adquisición obligatoria de los distribuidores españoles y el CUR portugués en las subastas de OMIP, para todos los contratos subastados, así como el precio medio equivalente en OMEL. Se aprecian diferencias entre el coste medio por la adquisición obligatoria de energía de los distribuidores en el mercado de futuros del MIBEL y el coste medio de adquirir estos contratos en OMEL. En concreto:

- a) Hasta octubre de 2007, los costes por la adquisición obligatoria de energía de los distribuidores españoles y del CUR portugués en el mercado de futuros del MIBEL fueron superiores a los costes en OMEL, por lo que se puede concluir que existen márgenes negativos de contratación a plazo frente a la contratación a la vista.
- b) Desde octubre de 2007 a octubre de 2008 se alternan periodos de costes superiores/inferiores de OMIP con respecto a OMEL. Aunque los costes de adquisición son superiores en OMIP, representan una magnitud menor en relación con la situación inversa, por lo que se puede concluir la existencia de márgenes positivos entre la contratación a plazo y la contratación a la vista.
- c) A partir de octubre de 2008 se presentan de nuevo costes superiores en OMIP.

⁶⁸ El precio medio mensual de las adquisiciones obligatorias en las subastas de OMIP corresponde a asignar a cada contrato el precio respectivo realizado en la subasta y del volumen contratado de energía, como cálculo del precio final ponderado. Por ejemplo, para el mes de enero de 2009, se consideran las compras del contrato FTB M Ene-09, la proporción de lo contratado trimestralmente mediante el contrato FTB Q1-09 (calculado como producto del volumen por la ratio entre el nominal de enero y el nominal del primer trimestre de 2009) y la proporción del contrato anual FTB YR-09 (calculado como producto del volumen por la ratio entre el nominal de enero y el nominal del año 2009).

Figura 5.1.2 Evolución del precio medio mensual en subasta OMIP y en mercado spot (OMEL)

Fuente: OMIP y OMEL

5.2 MECANISMO DE CESIÓN DE CAPACIDAD (VPP)

En la Cumbre Luso-Española, celebrada en Badajoz los días 24 y 25 de noviembre de 2006, se acordó "(...) organizar de forma coordinada, antes de finales del año 2007, subastas virtuales de capacidad en el ámbito ibérico".

Con fecha 8 de marzo de 2007, se firmó en Lisboa por los respectivos Ministros de España y Portugal el "Plan para compatibilizar la regulación del sector energético entre España y Portugal", uno de cuyos objetivos es reducir el poder de mercado a través de la realización de subastas de capacidad virtual, con unas características generales: (i) deben iniciarse antes de julio de 2007; (ii) la capacidad a colocar a través de dichas subastas será proporcional al peso relativo de cada sistema en el ámbito global del MIBEL (80% España y 20% Portugal); (iii) los operadores dominantes no podrán participar como compradores en las subastas que se celebren; y (iv) las cantidades a subastar deberán incrementarse progresivamente, de acuerdo con la experiencia y resultados de las subastas anteriores.

El 18 de enero de 2008 se firmó en Braga el Convenio por el que se modificó el Acuerdo Internacional de Santiago de Compostela, de 1 de octubre de 2004, estableciendo que, entre otros asuntos, anualmente, las Partes establecerán las cantidades a ofertar en cada sistema, señalando las fechas en que se

pondrán a disposición, repartidas en contratos trimestrales, semestrales o anuales y que se podrán establecer limitaciones a la participación de los operadores dominantes en las subastas de capacidad virtual.

5.2.1 ESPAÑA

5.2.1.1 NORMATIVA DE APLICACIÓN

En la regulación del mercado eléctrico español, las subastas virtuales de capacidad se denominan emisiones primarias de energía eléctrica. La Disposición Adicional Decimosexta de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico determina, en la redacción dada por las modificaciones introducidas por el Real Decreto Ley 5/2005 y el Real Decreto Ley 7/2006:

“El Gobierno podrá establecer por vía reglamentaria mecanismos de mercado que fomenten la contratación a plazo de energía eléctrica. Dichos mecanismos tomarán la forma de una emisión primaria de cierta cantidad de energía eléctrica, equivalente a una potencia determinada, en las condiciones y durante el periodo de tiempo que se especifiquen en la emisión.

Esta emisión primaria de energía será realizada por aquellos productores de energía eléctrica que tengan la condición de operadores dominantes en el sector eléctrico.

El Gobierno fijará reglamentariamente las condiciones y el procedimiento de funcionamiento y participación en esta emisión primaria de energía eléctrica, que deberá ser pública, transparente y no discriminatoria.”

Con fecha 30 de diciembre de 2006, se publicó en el BOE el Real Decreto 1634/2006, de 29 de diciembre, por el que se establece la tarifa eléctrica a partir del 1 de enero de 2007. En su disposición adicional vigésima se determinó un calendario para la celebración de cinco subastas de emisiones primarias de energía eléctrica, en el periodo comprendido entre junio de 2007 y junio de 2008. La Resolución de la Secretaría General de Energía, de 19 de abril de 2007, reguló las emisiones primarias de energía eléctrica previstas en la disposición adicional vigésima del Real Decreto 1634/2006, estableciendo las características y reglas principales de dichas emisiones.

Tabla 5.1 Subastas de emisiones primarias de energía en el marco del Real Decreto 1634/2006

	Potencia a subastar (MWq)	Comienzo periodo entrega
1ª subasta	850	1 julio 2007
2ª subasta	1.250	1 octubre 2007
3ª subasta	2.700	1 enero 2008
4ª subasta	2.450	1 abril 2008
5ª subasta	2.150	1 julio 2008
Total subastas	9.400	

Fuente: Disposición adicional vigésima del Real Decreto 1634/2006

Con fecha 20 de marzo de 2008, se publicó en el BOE el Real Decreto 324/2008, de 29 de febrero, por el que se establecen las condiciones y el procedimiento de funcionamiento y participación en las emisiones primarias de energía eléctrica. Dicho Real Decreto, en su disposición adicional única, amplió el programa de emisiones primarias de energía eléctrica recogido en la disposición adicional vigésima del Real Decreto 1634/2006, contemplando la realización de dos subastas adicionales, la sexta y séptima subastas, con comienzo del periodo de entrega de la energía el 1 de octubre de 2008 y el 1 de abril de 2009, respectivamente. El Real Decreto 324/2008 se desarrolló a través de la Resolución de la Secretaría General de Energía, de 13 de mayo de 2008, publicada en el BOE de 28 de mayo de 2008, por la que se regulan las emisiones primarias de energía eléctrica previstas en la disposición adicional única del Real Decreto 324/2008, de 29 de febrero.

Tabla 5.2 Subastas de emisiones primarias de energía en el marco del Real Decreto 324/2008 y de la Resolución de la SGE, de 13 de mayo de 2008

Subasta	Real Decreto 324/2008		Resolución SGE 13 mayo 2008		Comienzo del periodo de entrega
	Potencia máxima a subastar (MWs)	Potencia máxima a subastar (MWq)	Potencia a subastar (MWs)	Potencia a subastar (MWq)	
Subasta nº 6	3.350	6.700	2.230	4.460	1 de octubre de 2008
Subasta nº 7	3.550	7.100	2.230	4.460	1 de abril de 2009
Total Subastas	6.900	13.800	4.460	8.920	

Fuente: Disposición adicional única del Real Decreto 324/2008 y Resolución SGE, 13 de mayo de 2008

5.2.1.2 OBJETIVOS DE LAS EMISIONES PRIMARIAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA

En la exposición de motivos de la Resolución de la Secretaría General de Energía, de 19 de abril de 2007, se establece que las emisiones primarias de energía eléctrica persiguen dos objetivos: (i) incrementar la competencia en el mercado eléctrico, al reducirse en la práctica la capacidad de generación de los operadores dominantes, y favorecer la entrada de nuevos operadores aunque no dispongan de capacidad instalada, así como (ii) desarrollar el mercado a plazo en el ámbito ibérico, debido al hecho de que las compañías que participen en las subastas como demandantes tendrán

incentivo a cubrir los riesgos asociados a la adquisición de las opciones acudiendo a los diferentes mecanismos disponibles.

Asimismo, en la exposición de motivos del Real Decreto 324/2008, de 29 de febrero, por el que se establecen las condiciones y el procedimiento de funcionamiento y participación en las emisiones primarias de energía eléctrica, se determina que *“por medio de las emisiones primarias de energía, como medida de fomento de la contratación a plazo, lo que se persigue en último término es reducir el poder de mercado de los operadores como condición necesaria para una competencia efectiva”*.

5.2.1.3 CARACTERÍSTICAS DE LAS EMISIONES PRIMARIAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Las subastas de emisiones primarias de energía eléctrica se instrumentan a través de opciones de compra de energía hasta una potencia horaria determinada, ejercitables a lo largo de un periodo de entrega o ejercicio prefijado⁶⁹. Las opciones se asignan mediante una subasta telemática, a precio ascendente en múltiples rondas, en la que se subastan dos grupos de productos (base y punta) con distintos periodos de entrega. La distribución de dichos productos, entre los diferentes periodos de entrega, es el resultado de las pujas realizadas por los participantes en la subasta.

El precio de ejercicio de cada grupo de productos (base y punta) se establece previamente a la celebración de cada subasta, a través de Resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas que fija el precio de salida de cada grupo de productos en cada subasta, aprueba el Contrato Marco, las Reglas de la subasta y la metodología (confidencial) de incremento de precios entre rondas. Por su parte, a través de Resolución de la Secretaría General de Energía se establecen otros aspectos de la subasta como el reparto del volumen a subastar por grupo de producto (base y punta), el rango de precios de ejercicio, la metodología (confidencial) para el cálculo de los precios de salida, el precio de reserva⁷⁰ (confidencial) de los productos subastados o la fecha de celebración de la subasta.

La prima de la opción, de cada grupo de productos y para cada periodo de entrega, es el precio de equilibrio de la subasta.

En el apartado cinco de la disposición adicional vigésima del Real Decreto 1634/2006 y en el Artículo 3 del Real Decreto 324/2008 se establece que quedan obligados a participar como vendedores, en las subastas de emisiones primarias de energía, los operadores dominantes Endesa e Iberdrola (en una proporción del 50%). Por su parte, pueden participar como compradores todos los sujetos que cumplan

⁶⁹ Las opciones de compra de energía dan el derecho a su poseedor de adquirir la energía (subyacente del contrato de la opción) en una fecha futura a un precio conocido previamente a la celebración de la subasta (precio de ejercicio). La adquisición de este derecho (adquirir energía eléctrica a un precio determinado, en un periodo de tiempo futuro) tiene un valor, que es el precio de la opción, resultante de la subasta (también se suele denominar *prima de la opción*).

⁷⁰ Por debajo del cual los vendedores no estarán obligados a vender.

las condiciones de garantías y requisitos formales establecidos para cada subasta, a excepción de los pertenecientes a los grupos empresariales considerados, en cada momento por Resolución de la CNE, como operadores principales⁷¹ (en el caso de las cinco primeras subastas: apartado 5 de la disposición adicional vigésima del Real Decreto 1634/2006) y como operadores dominantes (en el caso de la sexta y séptima subastas: Artículo 6 del Real Decreto 324/2008).

De acuerdo al Real Decreto 1634/2006 (apartado 8 de la disposición adicional vigésima) y al Real Decreto 324/2008 (Artículo 7) corresponde a la CNE la supervisión⁷² de que el procedimiento de la subasta se realice de forma competitiva, transparente y conforme a la normativa vigente, debiendo elaborar un informe, después de cada subasta, sobre su desarrollo y potenciales mejoras, que será remitido a la Secretaría General de Energía.

Entre las subastas previstas en la disposición adicional vigésima del Real Decreto 1634/2006 y las establecidas en la disposición adicional única del Real Decreto 324/2008 se registraron ciertas diferencias:

- Periodo de entrega de los productos: en las cinco primeras subastas de energía primaria (Real Decreto 1634/2006) se subastaron dos grupos de productos (base y punta), con periodos de entrega trimestral, semestral y anual⁷³. En las emisiones primarias de energía sexta y séptima (Real Decreto 324/2008) se subastaron dos grupos de productos (base y punta), pero con periodos de entrega semestral y anual⁷⁴ (se excluyó explícitamente la subasta del producto trimestral de punta y de base).
- Liquidación del producto: por entrega física, con nominación antes de la celebración del mercado diario, en las cinco primeras subastas, y por liquidación financiera (automática⁷⁵), por diferencias entre el precio de ejercicio y el precio del mercado diario, en la sexta y séptima subastas.

⁷¹ El Artículo 18 del Real Decreto Ley 5/2005, de 11 de marzo, modifica el Artículo 34 del Real Decreto Ley 6/2000, de 23 de junio, de Medidas Urgentes de Intensificación de la Competencia en Mercados de Bienes y Servicios, dedicado a la definición de operador principal, como aquél que tenga una de las cinco mayores cuotas del mercado o sector, entre otros, de generación y suministro de energía eléctrica en el ámbito del MIBEL.

⁷² A partir de la sexta subasta, el Real Decreto 324/2008 determina que la competencia de supervisión de la CNE se realizará sin perjuicio de las facultades de la Comisión Nacional del Mercado de Valores (CNMV), y establece que entre ambos organismos se establecerán los mecanismos de cooperación necesarios para el desarrollo de las funciones que les correspondan.

⁷³ Unidad de medida de la potencia a subastar: megavatio trimestral equivalente (MWq), que se define como cuatro veces la potencia subastada en el año, más dos veces la potencia subastada en el semestre, más una vez la del trimestre.

⁷⁴ Unidad de medida de la potencia a subastar: megavatio semestral equivalente (MWs), que se define como dos veces la potencia subastada en el año, más una vez la del semestre.

⁷⁵ Corresponde a Endesa e Iberdrola realizar la compensación automática de las opciones, tal y como se establece en el Contrato Marco de las subastas.

- Nominal de los contratos: se incrementó el nominal de los contratos de 2 MW a 10 MW, entre las cinco primeras subastas y la sexta y séptima subastas.
- Participantes en la subasta: en las cinco primeras subastas deben ser agentes de mercado, mientras que en la sexta y séptima subastas no fue necesaria esta condición.
- Definición del producto punta: en las cinco primeras subastas el producto punta se definió como opciones horarias ejercitables entre las 8:00 horas y las 24:00 horas de todos los días, excepto sábados, domingos y festivos nacionales no sustituibles. En la sexta y séptima subastas se redujo el horario de ejercicio de las opciones de punta al comprendido entre las 8:00 horas y las 20:00 horas de todos los días, excepto sábados, domingos y festivos nacionales no sustituibles.
- Designación de la entidad/es gestora/s de la subasta: en las cinco primeras subastas las entidades gestoras⁷⁶ fueron designadas por los subastadores (Endesa e Iberdrola), mientras que en la sexta y séptima subastas la designación de la entidad gestora⁷⁷ fue realizada por la CNE, a través del procedimiento previsto en la legislación de contratos del sector público, según lo establecido en el Artículo 9 del Real Decreto 324/2008, por el que se establecen las condiciones y el procedimiento de funcionamiento y participación en las emisiones primarias de energía eléctrica.
- Propuesta de suspensión de la subasta a la Secretaría General de Energía: en las cinco primeras emisiones primarias de energía la propuesta de suspensión de la subasta correspondía a la entidad gestora de la misma, en la sexta y séptima subastas esta función se encomendó a la CNE.

Asimismo, cabe mencionar el incremento que el volumen a subastar registró entre el primer calendario de subastas (cinco primeras) y el segundo (sexta y séptima subastas). De la quinta a la sexta subasta se incrementó el volumen máximo a subastar un 100,5%, con lo que, de esta forma, se da cumplimiento a lo establecido en el apartado 3.3 del “Plan para compatibilizar la regulación del sector energético entre España y Portugal”, de marzo de 2007: *“Las cantidades a colocar en la subastas de capacidad virtual deberán incrementarse progresivamente, de acuerdo con la experiencia y resultados de las subastas anteriores”*.

Por último, a diferencia de las subastas VPP portuguesas (Artículo 9 de la *Portaria* 57/2008), en las subastas de emisiones primarias de energía eléctrica celebradas en España no se contempla la posibilidad de establecer un mecanismo de reconocimiento de los costes en los que hayan incurrido los vendedores en dichas subastas.

⁷⁶ Deloitte como administrador de la subasta e IBM Global Services España, como organizador de la subasta.

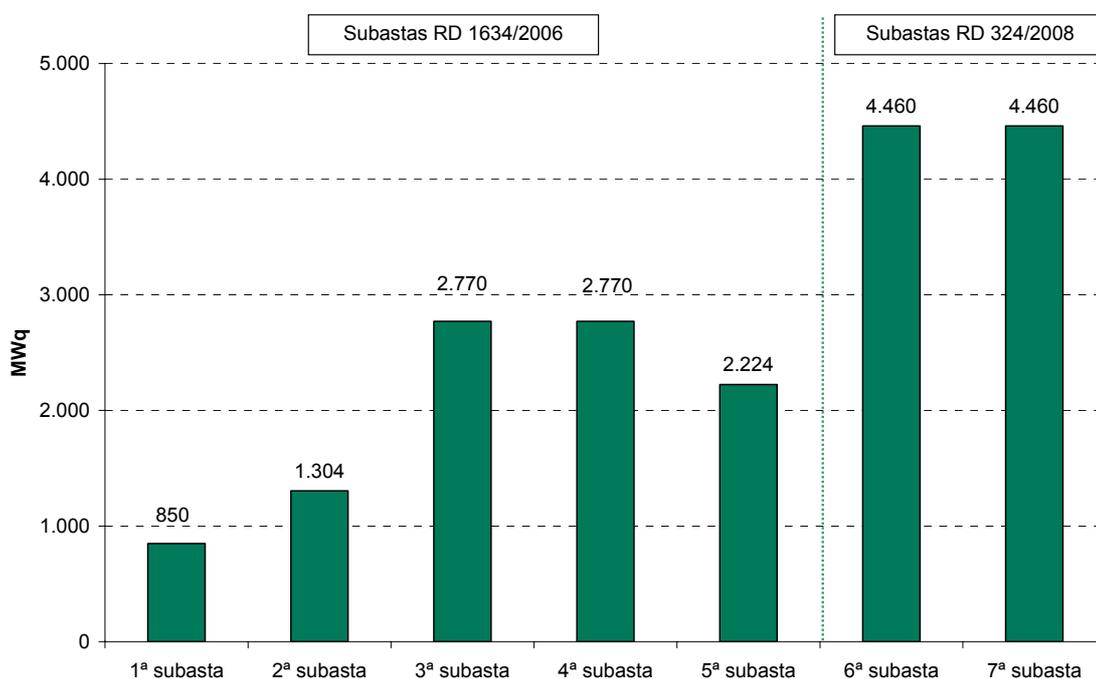
⁷⁷ MEFF Euroservices, en colaboración con IBM Global Services España, como entidad gestora de la subasta.

5.2.1.4 RESULTADOS DE LAS EMISIONES PRIMARIAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA

En el año 2007, se celebraron tres subastas de emisiones primarias de energía, en concreto, el 13 de junio, el 13 de septiembre y el 11 de diciembre de 2007. En el año 2008 se celebraron otras tres subastas, el 11 de marzo, el 10 de junio y el 23 de septiembre. En el año 2009, se ha celebrado la séptima subasta EPE, el 24 de marzo.

En la Figura 5.2.1 se refleja la potencia objeto de subasta en cada una de las siete subastas celebradas, expresada en términos de megavatio trimestral equivalente (MWq).

Figura 5.2.1 Potencia objeto de subasta (MWq) en las subastas EPE



Fuente: CNE a partir de los datos facilitados por la entidad gestora de la subasta

En el conjunto de las cinco subastas previstas en la disposición adicional vigésima del Real Decreto 1634/2006, la potencia total puesta a disposición de los sujetos compradores ascendió a 9.390 MWq, lo que supuso el 99,9% de la potencia prevista en dicho Real Decreto (9.400 MWq). Los mayores volúmenes subastados se registraron en la tercera y en la cuarta subastas, con una potencia de 2.770 MWq, en cada una de dichas subastas.

En la sexta y séptima subastas se incrementó significativamente el volumen de potencia a subastar, un 100,5% respecto a la potencia subastada en la quinta emisión primaria de energía, hasta 4.460 MWq.

Los volúmenes subastados a través de las emisiones primarias de energía, realizadas hasta la fecha, han representado la cesión de entre un 0,8% y un 5% (ver Cuadro 10.2.3) de la potencia instalada de los

subastadores (Endesa e Iberdrola)⁷⁸, dependiendo del periodo de entrega de los productos subastados que se considere. La mayor cesión de energía se realizó en el cuarto trimestre de 2008 (2.550 MW) (véase Figura 10.2.2), en el que coincidió la entrega de los productos anuales adjudicados en la tercera y cuarta subastas, y de los productos semestrales y anuales adjudicados en la quinta y en la sexta subastas.

En la Tabla 5.3 se recoge, por periodo de entrega, el porcentaje de potencia instalada cedida por los subastadores a través de las emisiones primarias de energía. Para el cálculo se ha considerado, en cada periodo de entrega, la potencia instalada de cada uno de los dos vendedores en dicho periodo, de acuerdo a la información facilitada por los mismos a través de sus informes de resultados trimestrales, a excepción de los cálculos realizados para los periodos de entrega de 2009 y primer trimestre de 2010 para los que se ha utilizado la potencia instalada de los subastadores a finales de 2008 (último dato disponible).

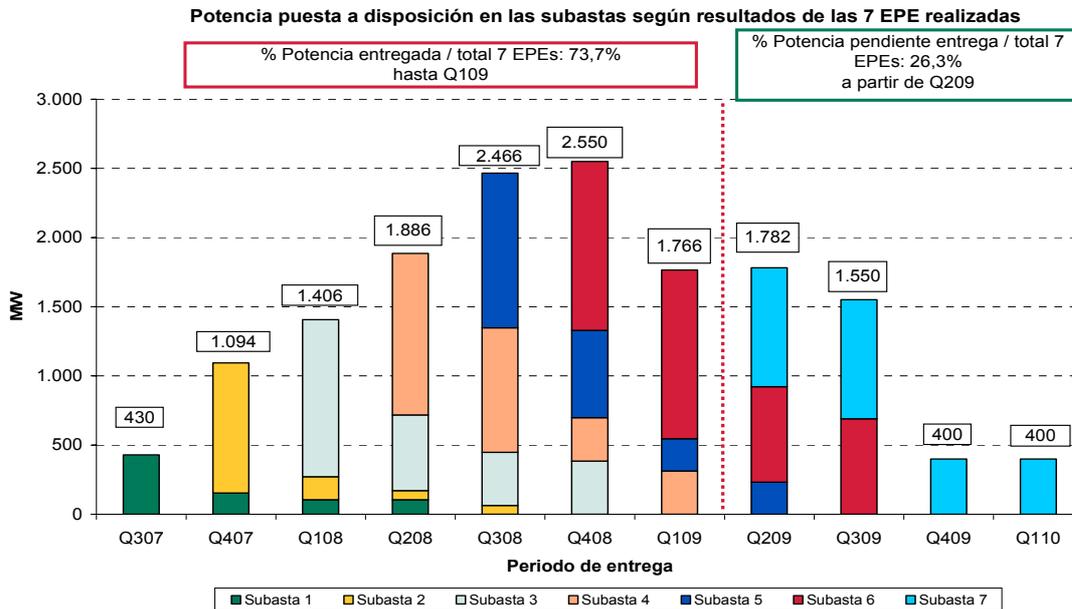
Tabla 5.3 *Potencia cedida a los compradores respecto a la potencia instalada de los subastadores en subastas EPE*

Periodo de entrega	Potencia adjudicada / potencia instalada de las compañías oferentes		
	TOTAL	Endesa	Iberdrola
Q3-07	0,9%	0,9%	0,8%
Q4-07	2,1%	2,3%	2,0%
Q1-08	2,8%	2,9%	2,7%
Q2-08	3,8%	4,0%	3,6%
Q3-08	4,9%	5,1%	4,7%
Q4-08	5,0%	5,3%	4,8%
Q1-09	3,5%	3,6%	3,3%
Q2-09	3,5%	3,7%	3,4%
Q3-09	3,1%	3,2%	2,9%
Q4-09	0,8%	0,8%	0,8%
Q1-10	0,8%	0,8%	0,8%

Fuente: CNE a partir de los datos facilitados por la entidad gestora de la subasta y los vendedores

⁷⁸ Potencia instalada en España, en el caso de Iberdrola, y potencia instalada en la Península Ibérica, en el caso de Endesa (no se facilita información desagregada entre España y Portugal).

Figura 5.2.2 Potencia cedida a los compradores a través de las subastas de emisiones primarias de energía, por periodo de entrega



Fuente: CNE a partir de los datos facilitados por la entidad gestora de la subasta

De acuerdo al apartado 3.3 del “Plan para compatibilizar la regulación del sector energético entre España y Portugal”, la capacidad a colocar a través de las subastas de capacidad virtual corresponderá proporcionalmente al peso relativo de cada sistema en el MIBEL. En el caso español, la capacidad subastada a través de las emisiones primarias de energía debe representar el 80% del total de la potencia subastada en el MIBEL. La potencia adjudicada a través de las cuatro subastas de capacidad virtual celebradas en Portugal ascendió a 2.050 MW (un 95,8% del total subastado: 2.140 MW), lo que unido a la potencia adjudicada en el conjunto de las siete emisiones primarias de energía celebradas en España (15.730 MW) hace un total de potencia adjudicada en el ámbito del MIBEL de 17.780 MW. Del total de la potencia adjudicada en el MIBEL, a través de subastas de capacidad virtual, la potencia cedida a través de las subastas de emisiones primarias de energía españolas, celebradas hasta la fecha, representa el 88%.

En la Tabla 5.4 se recogen los resultados de cada una de las cinco subastas previstas en el Real Decreto 1634/2006, en términos de potencia subastada, potencia adjudicada y porcentaje de potencia adjudicada sobre potencia subastada, de forma global y para cada grupo de productos (base y punta), así como el número de rondas en las que se desarrolló cada subasta. En la Tabla 5.5 se recogen, para cada producto, los precios resultantes de cada una de las cinco subastas (prima de la opción), el precio de ejercicio y el precio total de la energía subastada (prima de la opción más precio de ejercicio). Esta misma información se facilita para la sexta y séptima subastas EPE en la Tabla 5.6 y la Tabla 5.7, respectivamente.

DESCRIPCIÓN DEL FUNCIONAMIENTO DEL MIBEL

Tabla 5.4 Potencia subastada y adjudicada de las cinco subastas del Real Decreto 1634/2006, por producto

	1ª subasta			2ª subasta			3ª subasta			4ª subasta			5ª subasta		
	13/06/2007			13/09/2007			11/12/2007			11/03/2008			10/06/2008		
	Total	Base	Punta												
Rondas	7	7	2	6	6	5	4	4	4	10	10	6	14	14	7
Potencia subastada (MWq)	850	600	250	1.304	1.104	200	2.770	2.570	200	2.770	2.570	200	2.224	2.000	224
Potencia adjudicada (MWq)	796	550	246	1.234	1.054	180	2.450	2.290	160	2.696	2.536	160	2.214	1.994	220
% pot. adjudicada/ pot. Subastada	93,6%	91,7%	98,4%	94,6%	95,5%	90,0%	88,4%	89,1%	80,0%	97,3%	98,7%	80,0%	99,6%	99,7%	98,2%

Fuente: CNE a partir de los datos facilitados por la entidad gestora de la subasta

Tabla 5.5 Prima de la opción, precio de ejercicio y precio total de la energía (prima de la opción más precio de ejercicio) de las cinco subastas del Real Decreto 1634/2006, por producto

	Producto Base														
	1ª subasta			2ª subasta			3ª subasta			4ª subasta			5ª subasta		
	Trimes.	Semes.	Anual	Trimes.	Semes.	Anual	Trimes.	Semes.	Anual	Trimes.	Semes.	Anual	Trimes.	Semes.	Anual
Prima de la opción (€/MW/mes)	20.000	20.115	21.883	11.840	16.022	17.627	12.832	10.023	9.485	17.000	17.699	17.961	19.000	19.540	20.178
Prima de la opción (€/MWh)	27,17	27,33	29,89	16,08	21,88	24,08	17,63	13,77	12,96	23,35	24,18	24,60	3,00	26,55	27,64
Precio de ejercicio (€/MWh)	17	17	17	22	22	22	38	38	38	36	36	36	39	39	39
Prima Opc.+Prec.Ejerc.(€/MWh)	44,17	44,33	46,89	38,08	43,88	46,08	55,63	51,77	50,96	59,35	60,18	60,60	42,00	65,55	66,64
	Producto Punta														
	1ª subasta			2ª subasta			3ª subasta			4ª subasta			5ª subasta		
	Trimes.	Semes.	Anual	Trimes.	Semes.	Anual	Trimes.	Semes.	Anual	Trimes.	Semes.	Anual	Trimes.	Semes.	Anual
Prima de la opción (€/MW/mes)	2.310	2.087	2.867	1.001	2.731	3.642	2.151	1.745	1.665	3.400	3.666	4.004	6.100	6.438	6.853
Prima de la opción (€/MWh)	6,77	6,21	8,50	3,03	8,13	10,75	6,40	5,15	4,88	9,96	10,66	11,92	5,00	18,72	20,16
Precio de ejercicio (€/MWh)	52	52	52	51	51	51	65	65	65	63	63	63	55	55	55
Prima Opc.+Prec.Ejerc.(€/MWh)	58,77	58,21	60,50	54,03	59,13	61,75	71,40	70,15	69,88	72,96	73,66	74,92	60,00	73,72	75,16

Fuente: CNE a partir de los datos facilitados por la entidad gestora de la subasta

Tabla 5.6 *Potencia subastada y adjudicada de las dos subastas del Real Decreto 324/2008, por producto*

	6ª subasta			7ª subasta		
	23/09/2008			24/03/2009		
	Total	Base	Punta	Total	Base	Punta
Rondas	11	11	7	9	9	4
Potencia subastada (MWs)	2.230	1.700	530	2.230	1.700	530
Potencia adjudicada (MWs)	1.910	1.660	250	1.260	760	500
% pot. adjudicada/ pot. Subastada	85,7%	97,6%	47,2%	56,5%	44,7%	94,3%

Fuente: CNE a partir de los datos facilitados por la entidad gestora de la subasta

Tabla 5.7 *Prima de la opción, precio de ejercicio y precio total de la energía (prima de la opción más precio de ejercicio) de las dos subastas del Real Decreto 324/2008, por producto*

	6ª subasta				7ª subasta			
	Producto Base		Producto Punta		Producto Base		Producto Punta	
	Semes.	Anual	Semes.	Anual	Semes.	Anual	Semes.	Anual
Prima de la opción (€/MW/mes)	21.850	18.951	5.274	4.435	10.217	12.062	2.740	3.455
Prima de la opción (€/MWh)	30,01	25,96	20,76	17,32	13,96	16,52	10,62	13,55
Precio de ejercicio (€/MWh)	42,00	42,00	60,00	60,00	22,00	22,00	29,00	29,00
Prima Opc.+Prec.Ejerc.(€/MWh)	72,01	67,96	80,76	77,32	35,96	38,52	39,62	42,55

Fuente: CNE a partir de los datos facilitados por la entidad gestora de la subasta

Entre la quinta y la sexta subastas, el volumen subastado de base experimentó un incremento del 70%, mientras que el incremento del volumen subastado de punta, entre las dos subastas, se situó en un 373%.

En la Tabla 5.8 se reflejan las horas de ejercicio óptimo de las opciones adjudicadas en cada una de las seis primeras subastas celebradas. El periodo de entrega de las opciones adjudicadas en la séptima emisión primaria de energía comenzó el 1 de abril de 2009.

Tabla 5.8 Horas de ejercicio óptimo de las opciones adjudicadas en las seis primeras subastas de emisiones primarias de energía

	Precio de ejercicio (€/MWh)	N° Horas óptimas	Horas de ejercicio óptimo sobre horas del periodo (%)	Total horas periodo
OPCIONES DE LA PRIMERA SUBASTA DE EMISIONES PRIMARIAS CELEBRADA 13/06/07 PERIODO 01/07/07-30/06/08 (*)				
BASE	17	8.781	99,97%	8.784
PUNTA	52	2.616	64,37%	4.064
OPCIONES DE LA SEGUNDA SUBASTA DE EMISIONES PRIMARIAS CELEBRADA 13/09/07 PERIODO 01/10/07-30/09/08 (*)				
BASE	22	8.762	99,75%	8.784
PUNTA	51	3.593	88,06%	4.080
OPCIONES DE LA TERCERA SUBASTA DE EMISIONES PRIMARIAS CELEBRADA 11/12/07 PERIODO 01/01/08-31/12/08 (*)				
BASE	38	8.666	98,66%	8.784
PUNTA	65	2.662	64,74%	4.112
OPCIONES DE LA CUARTA SUBASTA DE EMISIONES PRIMARIAS CELEBRADA 11/03/08 PERIODO 01/04/08-31/03/09 (*)				
BASE	36	8.154	93,08%	8.760
PUNTA	63	2.225	60,99%	3.648
OPCIONES DE LA QUINTA SUBASTA DE EMISIONES PRIMARIAS CELEBRADA 10/06/08 PERIODO 01/07/08-31/03/09				
BASE	39	5.567	84,66%	6.576
PUNTA	55	2.219	72,61%	3.056
OPCIONES DE LA SEXTA SUBASTA DE EMISIONES PRIMARIAS CELEBRADA 23/09/08 PERIODO 01/10/08-31/03/09				
BASE	42	3046	69,73%	4.368
PUNTA	60	729	48,60%	1.500

(*) Periodo de entrega ya finalizado.

Fuente: CNE a partir de los datos facilitados por la entidad gestora de la subasta

Por grupo de productos (base y punta), las opciones de base adjudicadas en la primera y segunda subastas son las que registraron los mayores porcentajes de horas de ejercicio óptimo, con un 99,97% y 99,75% sobre el total de horas del periodo de entrega. Por su parte, el menor porcentaje de horas de ejercicio óptimo de las opciones de base adjudicadas corresponde al que, de momento⁷⁹, están registrando las opciones adjudicadas en la sexta subasta, un 69,73% del total de las horas del periodo de entrega analizado (del 1 de octubre de 2008 al 31 de marzo de 2009). En las opciones de punta, el mayor porcentaje de horas de ejercicio óptimo se registró para las opciones adjudicadas en la segunda subasta (con periodo de entrega entre el 1 de octubre de 2007 y el 30 de septiembre de 2008), un 88,06% de las horas el periodo de entrega. Por el contrario, el menor porcentaje de horas de ejercicio óptimo corresponde al que, de momento, están registrando las opciones de punta adjudicadas en la

⁷⁹ El periodo de entrega de las opciones adjudicadas en la sexta subasta todavía no ha finalizado (1 de octubre de 2008 a 30 de septiembre de 2009).

sexta subasta, un 48,60% del total de las horas del periodo de entrega analizado (del 1 de octubre de 2008 al 31 de marzo de 2009).

A diferencia de las opciones adjudicadas en las cinco primeras subastas, cuyas horas de ejercicio reales dependen de las horas en las que los agentes hayan decidido ejercer sus opciones⁸⁰, para las opciones adjudicadas en la sexta subasta, al realizarse el ejercicio de las mismas mediante liquidación por diferencias automática, el número de horas de ejercicio óptimo coinciden con el número real de horas en las que se han ejercido dichas opciones.

5.2.2 PORTUGAL

5.2.2.1 MARCO LEGAL

El marco legal existente en Portugal respecto a la realización de subastas de cesión de capacidad de producción nace, en gran parte, de las disposiciones del Plan de Compatibilización Regulatoria para el sector energético, firmado entre los Gobiernos de España y Portugal el 8 de marzo de 2007. Este documento determina, de forma detallada, las condiciones para proceder a la cesión de capacidad de producción, expresando los valores acordados y los plazos que deben considerarse para el año 2007, definiendo también que, a partir de julio de 2008, la realización de subastas virtuales de capacidad de producción podría constituir una asignación del Operador de Mercado Ibérico (OMI), una vez se haya constituido formalmente.

Posteriormente, con la publicación del Decreto Ley nº 264/2007, de 24 de julio, se introdujeron modificaciones a lo dispuesto en el Decreto Ley nº 172/2006, de 23 de agosto, para atribuir de forma expresa a la entidad concesionaria de RNT, o a otra entidad que la sustituya, la gestión de la energía producida en las centrales con Contrato de Adquisición de Energía (CAE) en vigor. Además de la distribución de la gestión de las mencionadas centrales, la normativa legal determina de forma expresa que dicha entidad deberá promover la “venta de energía eléctrica adquirida en el ámbito de los CAE que se mantenga en vigor a través de subastas de capacidad virtual de producción de energía eléctrica”. Siguiendo en el marco legal establecido con la aprobación del Decreto Ley nº 264/2007, de 24 de julio, la aprobación de las reglas de licitación de capacidad asignada en subasta es competencia del miembro del Gobierno responsable del área de energía.

Las disposiciones de este marco legal establecen que, para las subastas de cesión de capacidad que se van a realizar en el 2007, se liberará capacidad de las dos centrales con CAE en vigor, que corresponden a la central de carbón de Pego (Tejo Energia) y a la central de ciclo combinado de gas

⁸⁰ El ejercicio de las opciones se realiza mediante entrega física de la energía, para lo que los agentes deben realizar su nominación antes de la celebración del Mercado Diario.

natural de Tapada do Outeiro (TURBOGÁS). La entidad concesionaria de RNT, como primera responsable de la venta de energía eléctrica adquirida en el ámbito de los CAE que se mantengan en vigor, atribuye a una sociedad participada al 100% por REN Trading la puesta en práctica de la gestión de la energía procedente de los CAE no cesados, donde se incluye la realización de subastas virtuales de capacidad de producción de energía eléctrica. Esta entidad, a su vez, atribuye a OMIP y a OMIClear, respectivamente, la definición de las reglas de subasta, su seguimiento y aplicación, y la compensación financiera de las operaciones realizadas.

La publicación del Decreto nº 57/2008, de 11 de enero, define, a partir de la tercera subasta de cesión de capacidad realizada el 16 de enero de 2008, la cesión de capacidad de las centrales de EDP, en parte igual a la cesión de capacidad realizada por REN Trading. En esta directiva también se estableció como responsabilidad de OMIP y de OMICLEAR la definición de las reglas de subasta, su seguimiento y aplicación, y la compensación financiera de las operaciones realizadas.

Según las disposiciones del marco legal, las entidades obligadas a asignar capacidad en dichas subastas –EDP y REN Trading– pueden, si lo juzgan oportuno, optar por efectuar la liquidación financiera de la operación, no quedando obligadas a despachar físicamente los medios de producción subyacentes al diseño de las subastas 3ª y 4ª de cesión de capacidad.

El Despacho de la Dirección general de energía y geología nº 2838/2008, de 11 de enero, detalla las cantidades y el fraccionamiento de la capacidad asignada en subasta, así como el tipo de carga que se va a licitar (carga base). Del mismo modo, se detallan los periodos de entrega para los productos subyacentes a la realización de las subastas 3ª y 4ª de cesión de capacidad. Esta disposición legal determina que las capacidades colocadas en subasta deben repartirse a partes iguales entre EDP y REN Trading.

5.2.2.2 OBJETIVOS DE LAS SUBASTAS DE CESIÓN DE CAPACIDAD EN PORTUGAL

Los principales objetivos de la realización de las subastas de cesión de capacidad de producción en Portugal derivan fundamentalmente del marco creado por el ámbito del Plan de Compatibilización Regulatoria, firmado entre Portugal y España el 8 de marzo de 2007. En este marco legal, se establecía que la existencia de dos subastas de cesión de capacidad se destina, naturalmente, a “fomentar la aparición de nuevos comercializadores en el MIBEL”.

Del mismo modo, el Plan de Compatibilización Regulatoria define que la implantación de las subastas de cesión de capacidad deberá establecer el mecanismo que va a implantarse junto con el concepto de operador dominante, por lo que se puede concluir la existencia de un objetivo de actuación en cuanto al diseño estructural de la producción de energía eléctrica, favoreciendo así su desconcentración.

En segundo lugar, al definir que dicho mecanismo de colocación de capacidad debe basarse en los principios de licitación competitiva, puede establecerse que la definición de las subastas de cesión de capacidad podrá tener como objetivo adicional la consolidación de una cultura de mercado de competencia en el sector eléctrico.

5.2.2.3 CARACTERÍSTICAS DE LAS SUBASTAS DE CESIÓN DE CAPACIDAD

En lo que respecta al formato general, las subastas de capacidad virtual configuran un mecanismo de mercado para la adquisición de una opción sobre la compra de energía eléctrica producida en las centrales para las cuales se define una cesión de capacidad. La adquisición de esta opción se realiza a un precio marginal (prima) que los adquirentes de la capacidad en subasta pagan para todas las horas del periodo considerado y para cada uno de los bloques individuales de 1 MW negociados, con la obligación de pagar un precio de ejercicio en caso de ejecución de la opción para cada uno de los mencionados bloques de energía. Este precio de ejercicio tiende a reflejar los costes variables de la central que efectúa la cesión de capacidad en el ámbito de la subasta de capacidad virtual.

Paralelamente, el formato de las subastas con reglas aprobadas previamente por el miembro del Gobierno responsable del sector de la energía, establece asimismo las cantidades de capacidad de producción de energía eléctrica que deben asignarse a la negociación para la adquisición de la opción de producción de energía eléctrica por el comprador.

La negociación en las subastas VPP se realiza de conformidad con las reglas aprobadas previamente por la entidad legalmente competente al efecto, y son publicadas por la entidad que las organiza. Estas reglas definen la modalidad de subasta en cuestión y, para el caso de las subastas de capacidad virtual en Portugal, se sigue una modalidad de precio uniforme (precio marginal) que se aplica a todos los participantes cuyas ofertas son seleccionadas.

Para llevar a cabo la subasta, el poseedor de los derechos de capacidad que se van a subastar (REN Trading o EDP Produção) publica, el día anterior al día de la realización de la subasta, un precio de reserva para el mismo que establece el valor mínimo de licitación para los participantes. La subasta transcurre con un máximo de dos momentos de subasta (rondas o *rounds*), no realizándose la segunda ronda de licitación si la cantidad demandada es inferior a la cantidad ofrecida.

Tras la primera ronda y siempre que se realice una segunda fase de licitación, a todos los participantes se les comunica el precio marginal de la primera ronda y cada agente podrá efectuar hasta un máximo de 5 ofertas de precio (las cantidades no pueden modificarse). El precio final de la subasta corresponde al precio marginal de la última ronda, y dicho precio se aplicará a todos los agentes con valores de capacidad adquiridos.

OMIClear es la contraparte central de la realización de la subasta, así como la cámara de compensación de las operaciones cerradas en subasta, por lo que, para cada uno de los meses que integran cada trimestre colocado en subasta, realizará la facturación correspondiente.

En 2007 se llevaron a cabo dos subastas (VPP1 y VPP2), en las que se colocó capacidad de REN Trading, para los periodos de entrega correspondientes a los trimestres tercero y cuarto de ese año, en carga base. La Tabla 5.9 contiene un resumen de las características de la primera subasta de cesión de capacidad (VPP1) y la Tabla 5.10 contiene el mismo resumen para las características de la segunda subasta de cesión de capacidad (VPP2), siendo destacable que, en este último caso, no se colocó toda la capacidad disponible.

Tabla 5.9 Resumen de la primera subasta VPP (VPP1)

	VPP1
Fecha de la subasta	26/06/2007
Período de entrega/Producto	Q3-2007
Tipo de producto	Carga base
Cedente de capacidad	REN Trading
Precio de ejercicio (€/MW)	24,00
Precio marginal de cierre (€/MW)	21,10
Precio total de ejercicio (€/MW)	45,10
Capacidad licitada (MW)	100
Capacidad colocada (MW)	100
N.º de horas	2.208
Energía equivalente colocada (MWh)	220.800

Fuente: OMIP y ERSE

Tabla 5.10 Resumen de la segunda subasta VPP (VPP2)

	VPP2
Fecha de la subasta	21/09/2007
Período de entrega/Producto	Q4-2007
Tipo de producto	Carga base
Cedente de capacidad	REN Trading
Precio de ejercicio (€/MW)	27,00
Precio marginal de cierre (€/MW)	19,01
Precio total de ejercicio (€/MW)	46,01
Capacidad licitada (MW)	140
Capacidad colocada (MW)	50
N.º de horas	2.209
Energía equivalente colocada (MWh)	110.450

Fuente: OMIP y ERSE

En 2008 se colocó la capacidad de REN Trading y de EDP Produção, y en cuanto a la programación y periodicidad, se definió que la cesión de capacidad subyacente a cada una de las subastas VPP que se iban a realizar se haría para periodos trimestrales y mensuales. Para ello, las subastas se realizaron antes del inicio de cada uno de los respectivos periodos de entrega. En lo que respecta a las subastas realizadas en Portugal, la primera (VPP3) se realizó el 16 de enero de 2008 y se correspondía con el segundo, tercero y cuarto trimestre del año (productos trimestrales) y al mes de febrero y marzo del año (productos mensuales). La segunda (VPP4) se celebró el 7 de marzo y también hacía referencia al segundo y tercer trimestre de 2008, ya negociados en la VPP3. Las dos subastas colocaron únicamente potencia en carga base.

La Tabla 5.11 resume las condiciones de la tercera subasta de cesión de capacidad realizada en Portugal (VPP3, primera subasta de 2008) y la Tabla 5.12 representa el resumen de la cuarta subasta de cesión de capacidad (VPP4, segunda subasta de 2008). En ambas subastas se colocó toda la capacidad disponible para licitación.

Tabla 5.11 Resumen de la tercera subasta VPP (VPP3)

		VPP3				
		16/01/2008				
Fecha de la subasta						
Período de entrega/Producto		Feb.-2008	Mar.-2008	Q2-2008	Q3-2008	Q4-2008
Tipo de producto		Carga base				
Cedente de capacidad		50% EDP + 50% REN Trading				
Precio de ejercicio (€/MW)		56,00	56,00	56,00	56,00	56,00
Precio marginal de cierre (€/MW)		12,69	5,89	1,05	4,78	2,85
Precio total de ejercicio (€/MW)		68,69	61,89	57,05	60,78	58,85
Capacidad licitada (MW)		300	300	300	300	300
Capacidad colocada (MW)		300	300	300	300	300
N.º de horas		696	743	2.184	2.208	2.209
Energía equivalente colocada (MWh)		208.800	222.900	655.200	662.400	662.700

Fuente: OMIP y ERSE

Tabla 5.12 Resumen de la cuarta subasta VPP (VPP4)

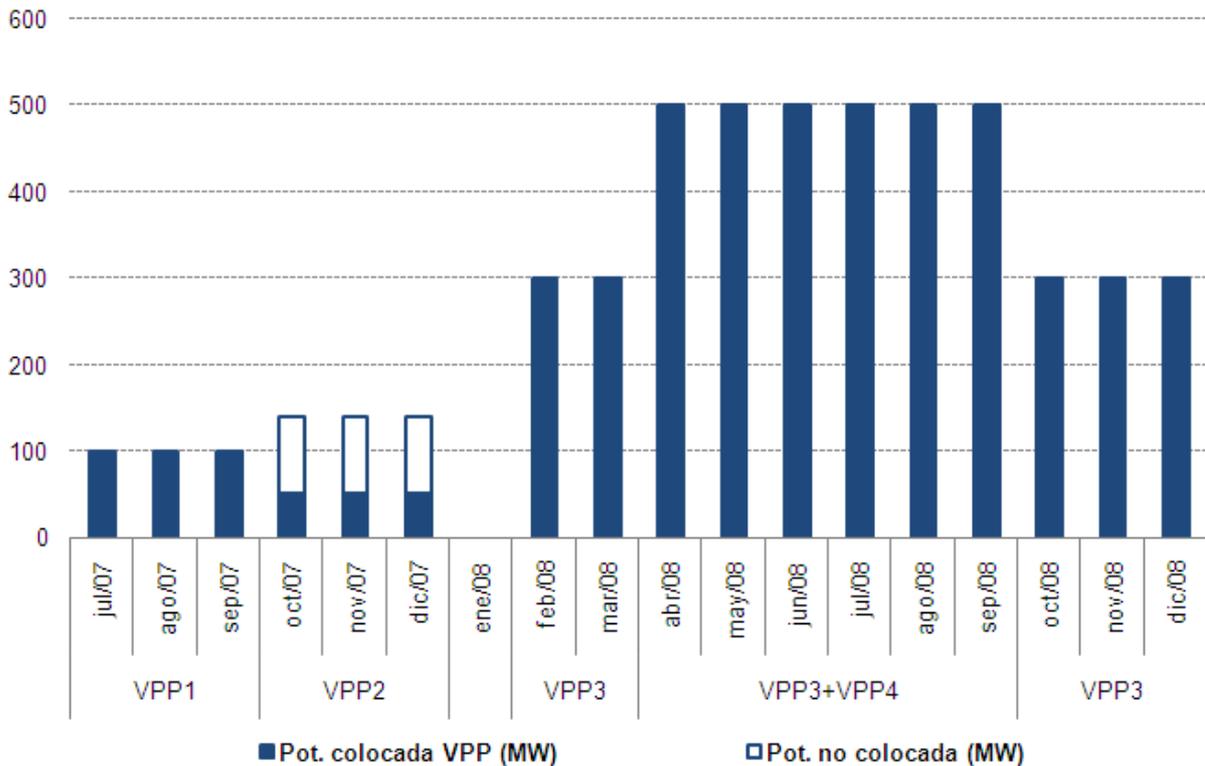
		VPP4	
		07/03/2008	
Fecha de la subasta			
Período de entrega/Producto		Q2-2008	Q3-2008
Tipo de producto		Carga base	
Cedente de capacidad		50% EDP + 50% REN Trading	
Precio de ejercicio (€/MW)		56,00	56,00
Precio marginal de cierre (€/MW)		4,69	5,80
Precio total de ejercicio (€/MW)		60,69	61,80
Capacidad licitada (MW)		200	200
Capacidad colocada (MW)		200	200
N.º de horas		2.184	2.208
Energía equivalente colocada (MWh)		436.800	441.600

Fuente: OMIP y ERSE

5.2.2.4 RESULTADOS DE LAS SUBASTAS DE CESIÓN DE CAPACIDAD

Los resultados de la realización de subastas de cesión de capacidad se pueden observar, naturalmente, al comparar los valores de capacidad ofrecida para licitación y los valores de capacidad efectivamente adquirida por los agentes. La colocación de la capacidad refleja el equilibrio de las expectativas de los agentes en cuanto a precios de energía en el mercado y la determinación de precios (*pricing*) en la subasta. La Figura 5.2.3 ilustra la comparación de los valores de potencia colocada en subasta y de la potencia no colocada, siendo la suma de las dos proporciones el total de potencia que se va a subastar por cada producto y subasta. Esta figura permite observar que en VPP2 sólo se colocaron 50 MW de los 140 MW ofrecidos en la subasta, y en el resto de subastas se colocó toda la potencia ofrecida.

Figura 5.2.3 Colocación de capacidad en las subastas VPP



Fuente: ERSE

Las entidades que adquieren opciones sobre la producción de energía eléctrica en subastas VPP pueden decidir si nominan o no la capacidad adquirida. A tal efecto, siempre que se nombra la capacidad adquirida en subasta, el recargo subyacente, conforme se ha mencionado anteriormente, se calcula como el producto entre el precio de ejercicio y la capacidad nominada para cada una de las horas de ejercicio de la opción en el periodo de entrega de la subasta.

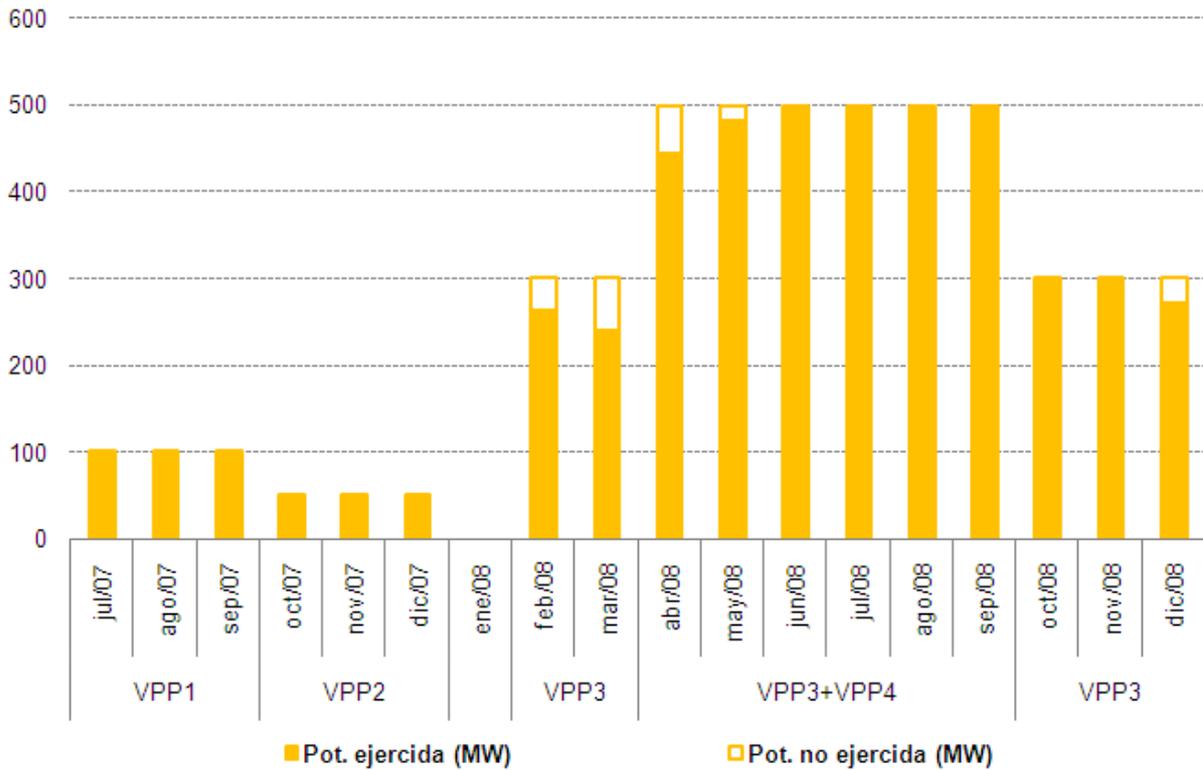
En general, las entidades que adquieren capacidad en una subasta pueden elegir una de las tres opciones siguientes:

- No nominar la capacidad adquirida;
- Nominar, total o parcialmente, la capacidad adquirida para la entrega de la energía en el marco de un contrato bilateral;
- Nominar, total o parcialmente, la capacidad adquirida para la entrega de la energía en el mercado diario.

Desde el punto de vista de la optimización financiera de la opción adquirida en subasta, las entidades pueden nominar la capacidad adquirida siempre que su expectativa de precio en el mercado diario para la zona portuguesa sea superior al precio de ejercicio definido en la subasta. Esta situación es así tanto para la entrega de energía en el mercado diario como para la entrega de energía por medio de un contrato bilateral. En realidad, siempre que el precio en el mercado diario resulte inferior al precio de ejercicio de la subasta VPP, al agente que debe proporcionar energía en el ámbito de un contrato bilateral le resultará económicamente más beneficioso adquirir energía en el mercado diario para entregarla en el mercado bilateral.

Siempre que la expectativa de los agentes para el precio del mercado diario sea superior al precio de ejercicio de VPP, éstos pueden nominar la totalidad de la capacidad adquirida, sea el precio en el mercado diario superior o no al precio de ejercicio. Esto es así porque, de esta forma, los agentes recuperan la totalidad del coste variable de VPP (precio de ejercicio) y la totalidad o parte del coste fijo (precio marginal de la subasta, pagado independientemente de haber nominado o no la capacidad adquirida). El perfil de ganancias contra mercado se da cuando el precio de mercado supera la suma del precio de ejercicio y el precio marginal de subasta.

Así, los agentes que adquieren capacidad en subastas VPP tienden a seguir la fijación de los precios en el mercado diario para la toma de decisiones relacionadas con las nominaciones de capacidad adquirida y, en este sentido, cuanto mayor sea el precio de ejercicio de la subasta, mayor será la probabilidad de que no exista un plan de nominaciones plano (constante y continuo) para el periodo de entrega de la subasta VPP. La Figura 5.2.4 representa la comparación entre los valores de potencia colocada en la subasta (suma de los valores de potencia ejercida y no ejercida) y los valores de potencia ejercida en cada subasta e instrumento, donde se observa un elevado grado de ejercicio de las VPP, en particular en las VPP1, VPP2, y en el tercer trimestre de 2008 en las VPP3 y VPP4, en las que se ejerció la totalidad de la capacidad colocada.

Figura 5.2.4 Ejercicio de las subastas VPP

Fuente: ERSE

También es posible realizar un análisis breve de los resultados globales de las subastas de cesión de capacidad ya realizadas en función de la evolución del precio de mercado spot y de los respectivos precios de ejercicio de las subastas.

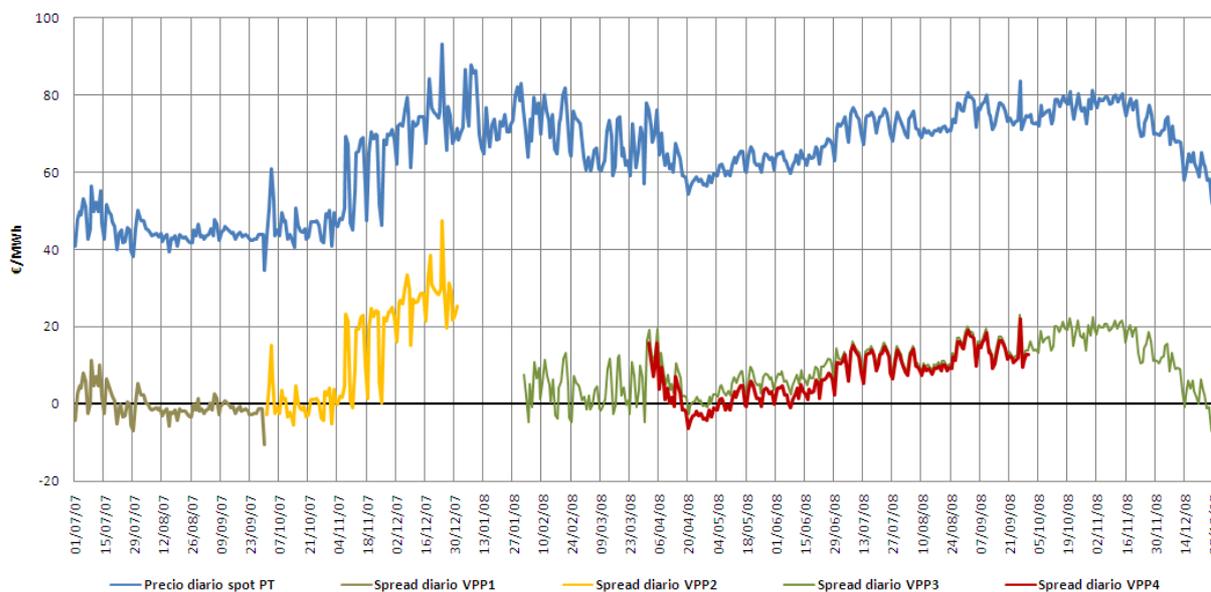
Recuérdese que, siempre que el precio de ejercicio sea superior al precio del mercado diario, la lógica de nominación aconseja no ejecutar la opción, ya que la intermediación en el mercado diario no permite recuperar los costes variables⁸¹ y, en la satisfacción de consumos de la cartera del comercializador o de contratos bilaterales, el propio mercado diario acaba siendo una opción más ventajosa, por el precio, que el ejercicio de la opción.

La Figura 5.2.5 ilustra la evolución del precio de mercado diario para Portugal y el spread existente entre ese mismo precio y el precio total de ejercicio de cada VPP realizada. En este contexto, se puede observar que la primera subasta de cesión de capacidad devolvió un valor prácticamente nulo para los agentes, frente a la posibilidad de adquirir la misma energía en el mercado spot. Por otro lado, la

⁸¹ Siempre que el precio del ejercicio (valor pagado por el agente para nominar la capacidad) sea superior al precio de mercado spot, resulta más ventajoso comprar energía en este último mercado en lugar de ejercer la opción sobre la potencia cuya opción de ejercicio se posee.

segunda VPP en la cual no se colocó toda la capacidad en la subasta, permitió realizar márgenes de arbitraje bastante significativos contra el mercado diario. Las subastas de cesión de capacidad tercera y cuarta permitieron a los agentes contrayentes de capacidad obtener valores de arbitraje de mercado globalmente positivos, aunque en promedio inferiores a los registrados en VPP2.

Figura 5.2.5 Precio al contado para Portugal y spread diario de las subastas VPP



Fuente: OMEL y ERSE

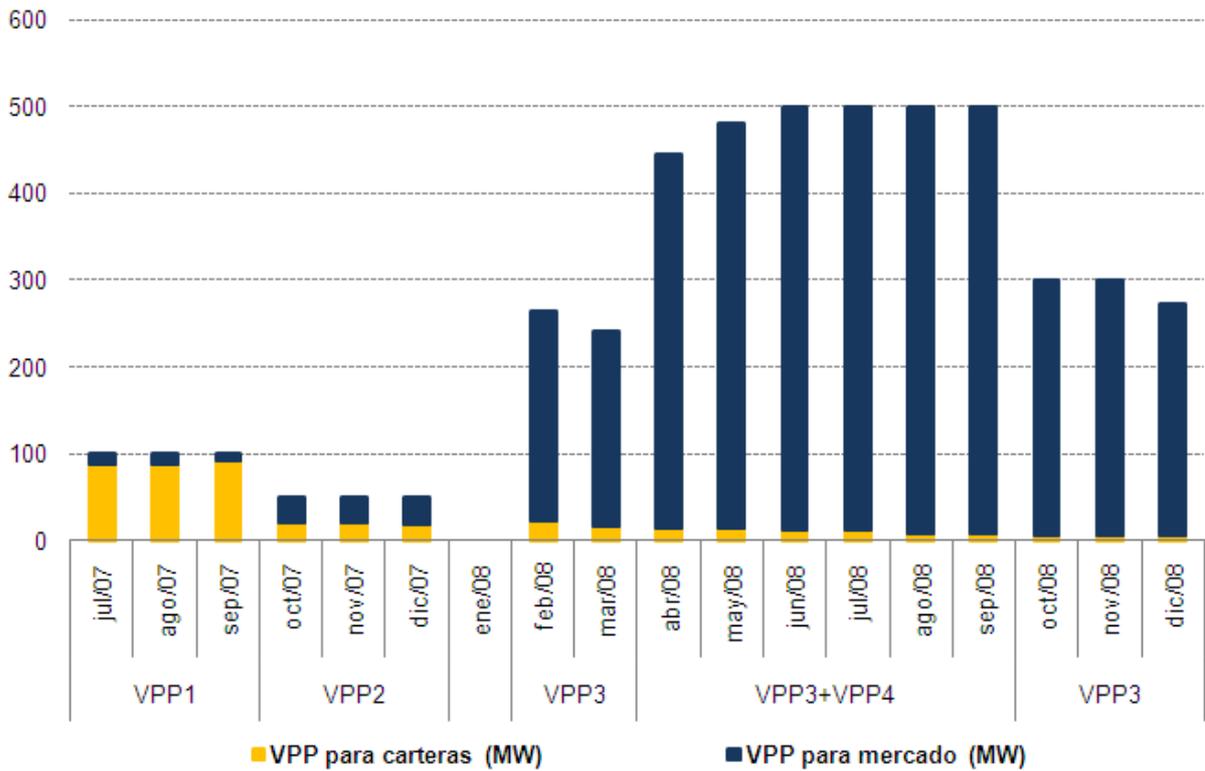
La alteración del peso relativo del precio de ejercicio y del precio marginal en el precio total de ejercicio de la opción, producida entre las diferentes sesiones de subasta, exige, por un lado, una mayor evaluación de las expectativas de precio en el mercado, para ajustar los criterios de nominación de la capacidad adquirida, y, por otro, reduce los costes fijos de la opción (precio marginal), permitiendo así una recuperación más rápida de los costes de inversión en la adquisición de la opción. Esta situación podría beneficiar a los agentes que adquirieron capacidad para abastecer consumos de carteras de clientes, mediante una posible reducción de los costes globales de adquisición de energía, siempre y cuando consigan ajustar sus expectativas de evolución de precios en el mercado diario y que las carteras de clientes proporcionadas por los mismos posean una mayor concentración de consumos en las horas de punta.

La evaluación de las subastas de cesión de capacidad debe realizarse igualmente en relación con el destino de la energía que, derivado del ejercicio de la opción sobre la capacidad adquirida en subasta, pueda destinarse fundamentalmente a dos finalidades esenciales: abastecimiento de carteras de clientes en el mercado minorista o arbitraje en el mercado organizado. Hay que destacar que el abastecimiento de carteras no impide la posibilidad de que se celebren contratos bilaterales entre los poseedores de la

opción sobre la capacidad y los comercializadores en el mercado, por lo que aquí se considera que el arbitraje en el mercado implica pura negociación de la energía.

La Figura 5.2.6 representa la distribución de las cantidades ejercidas en los diversos productos VPP entre abastecimiento de carteras (ejercicio por el comercializador de cantidades adquiridas en las VPP o celebración de contratos de suministro) y arbitraje en el mercado organizado, donde se observa que la gran mayoría de la energía que las subastas VPP permiten colocar en el mercado se destinó a realizar la negociación en el mercado organizado, en particular en el mercado spot. La excepción a esta regla parece haber sido la primera subasta de cesión de capacidad (VPP1), que colocó la mayor parte de la energía en el abastecimiento de carteras de comercialización.

Figura 5.2.6 Destino de la energía subyacente a las subastas VPP



Fuente: REN, OMEL y ERSE

5.3 SUBASTAS DE CONTRATOS DE ENERGÍA PARA EL SUMINISTRO DE ÚLTIMO RECURSO (SUBASTAS CESUR)

El Convenio firmado en Braga el 18 de enero de 2008, que modifica el Convenio entre el Reino de España y la República portuguesa relativo a la constitución de un Mercado Ibérico de Energía Eléctrica, establece en el apartado 4 del Artículo 7 que las Partes se comprometen a establecer subastas de adquisición de energía, bien físicas o financieras, por parte de los suministradores de último recurso y que deberán garantizar un suficiente desarrollo de los mecanismos coordinados de adquisición de energía definidos en el ámbito del MIBEL de forma que el riesgo soportado por los comercializadores de último recurso sea asumible, en los dos sistemas ibéricos, y las fluctuaciones de los precios no pongan en peligro su viabilidad económico financiera.

5.3.1 NORMATIVA DE APLICACIÓN

La Orden ITC/400/2007, de 26 de febrero⁸², por la que se regulan los contratos bilaterales que firmen las empresas distribuidoras para el suministro a tarifa en el territorio peninsular, establece la regulación general de las subastas de “Contratación de Energía para el Suministro de Último Recurso”, o subastas CESUR. El objeto de dicha Orden es regular la contratación bilateral de energía eléctrica con entrega física por parte de las empresas responsables de realizar el suministro a tarifa en el territorio peninsular.

Podrán participar como agentes compradores los distribuidores españoles⁸³ (excepto las empresas distribuidoras incluidas en la disposición transitoria undécima de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, en territorio peninsular para el suministro a clientes a tarifa) y el comercializador de último recurso portugués, y como agentes vendedores los productores de energía eléctrica, tanto de régimen ordinario como de régimen especial, los comercializadores y los consumidores que actúen directamente en el mercado, así como sus respectivos representantes.

Antes de la celebración de cada subasta, se publican tres resoluciones de la Secretaría General de Energía, específicas de cada subasta:

- Resolución por la que se establecen las características de cada subasta. Se definen:
 - Los productos, el periodo de entrega de energía, el rango de cantidades a suministrar, el reparto de la energía por distribuidora, el punto de entrega de la energía y se determina que la CNE elegirá a dos representantes de la entidad supervisora.

⁸² Con correcciones de errores publicadas en el BOE el 15 de junio de 2007 y el 2 de agosto de 2008.

⁸³ A partir del 1 de julio de 2009, los comercializadores de último recurso españoles pasarán a desempeñar el papel representado hasta ahora por los distribuidores en el suministro regulado a tarifa (de último recurso), tal y como señala el Real Decreto 485/2009, de 3 de abril, por el que se regula la puesta en marcha del suministro de último recurso en el sector de la energía eléctrica.

- Resoluciones por las que se aprueban las reglas y el contrato tipo de cada subasta y se establecen, entre otros:
 - La fecha de la subasta o el rango de precios de salida.
- Resoluciones por las que se aprueban determinados parámetros de cada subasta. Se determinan:
 - Los precios finales de la primera ronda de la subasta, el Volumen Objeto de Subasta (VOS), la fórmula de reducción de precios y la información sobre el exceso de oferta.

5.3.2 OBJETIVOS

En España, desde 1998, el coste de adquisición de la energía para el suministro a tarifa integral reconocido ha sido el precio del mercado spot, a pesar de que las tarifas finales se fijaban con horizonte anual⁸⁴, lo que ha dado lugar a la aparición reiterada de déficits imprevistos (diferencia entre el precio spot esperado y el precio real del mercado). Para evitar esta situación se plantea que el suministro de último recurso esté cubierto con contratos a plazo.

Con la modalidad de contratación propuesta en la Orden ITC/400/2007, de 26 de febrero, se añade una posibilidad para que las empresas distribuidoras adquieran energía para su venta a los consumidores a tarifa, además de las adquisiciones en el mercado gestionado por OMEL y en el mercado a plazo organizado de OMIP.

Actualmente las subastas de distribución tienen un *“carácter transitorio”*, y según la exposición de motivos de la Orden ITC /400/2007, *“resultan claves para preparar la entrada en vigor de las tarifas de último recurso”*. Con esta nueva modalidad de contratación, se facilita un mecanismo automático de determinación de las tarifas de último recurso, incorporando los precios de la subasta para contratos con compromiso firme de entrega y periodo de ejecución coincidente con el periodo de vigencia de las tarifas.

5.3.3 CARACTERÍSTICAS DE LAS SUBASTAS CESUR

Las subastas CESUR siguen un algoritmo de reloj descendente, con múltiples rondas y multiproducto (de forma paralela y simultánea para múltiples productos), en el que partiendo de una cantidad de energía a suministrar para el conjunto de distribuidores y de unos precios de salida, se van reduciendo dichos precios a medida que los participantes van retirando oferta (o trasladándola entre productos), hasta que el mercado se equilibra, situación en la que no existe exceso de oferta en ningún producto.

⁸⁴ En el Artículo 1.1 del Real Decreto 1634/2006, 2006, de 29 de diciembre, por el que se establece la tarifa eléctrica a partir de 1 de enero de 2007, se determina que *“A partir del 1 de julio de 2007 y con carácter trimestral, previos los trámites e informes oportunos, el Gobierno mediante Real Decreto, efectuará modificaciones de las tarifas (...)”*

En las tres primeras subastas CESUR se ha negociado un producto carga base⁸⁵ trimestral con entrega en el trimestre siguiente a la celebración de dichas subastas. De la cuarta a la sexta subasta se han negociado dos productos en cada una de ellas, en concreto, carga base trimestral y carga base semestral, ambos con inicio del periodo de entrega el primer día del mes siguiente al que se realizan las subastas. En las subastas séptima y octava se han negociado un producto carga base y un producto carga punta⁸⁶, ambos trimestrales y con periodo de entrega en el trimestre siguiente a la celebración de dichas subastas.

La potencia correspondiente a cada vendedor para cada producto se determina mediante concurrencia según el procedimiento de subasta mencionado anteriormente y viene expresada en bloques de 10 MW. El reparto de dicha potencia entre los distribuidores y el comercializador de último recurso portugués es el establecido por la regla de bilateralización estipulada en cada una de las Resoluciones por las que se determinan las características de cada subasta. Cabe destacar que dicha regla de bilateralización se determina previo análisis de las curvas de carga de los distribuidores españoles, descontando, previamente, la energía de los mismos comprometida a plazo por otros mecanismos de contratación de energía (subastas previas CESUR y OMIP). Como resultado de estos análisis, los porcentajes de bilateralización de los distribuidores españoles han variado desde la quinta subasta⁸⁷, no siendo éste el caso del porcentaje de adquisición establecido para el CUR portugués, que ha permanecido invariable, en el 12%, a lo largo de las ocho subastas CESUR celebradas. Por otra parte, debe tenerse presente que para las subastas con entrega de energía a partir del 1 de julio de 2009, la participación de los comercializadores de último recurso en las subastas pasa a ser voluntaria⁸⁸.

Los contratos bilaterales firmados por los distribuidores han tenido hasta la fecha entrega física⁸⁹, y el punto de entrega de la energía contratada para el suministro a tarifa ha sido, para todas y cada una de las distribuidoras, la zona española del mercado ibérico de electricidad (MIBEL), según se especifica en las Resoluciones por las que se establecen las características de cada subasta.

Los costes de adquisición de la energía resultante de las subastas son reconocidos a los distribuidores, a efectos de las liquidaciones de la Comisión Nacional de Energía, tal y como se establece en el Artículo 18 de la Orden ITC/400/2007. Adicionalmente, se habilita a la Comisión Nacional de Energía para fijar la

⁸⁵ El producto carga base consiste en el suministro de una cantidad de energía constante, en cada una de las horas del periodo de entrega.

⁸⁶ El producto carga punta consiste en el suministro de una cantidad de energía constante para cada una de las 12 horas de cada día, comprendidas entre las 8:00 y las 20:00 horas (hora española), de todos los días naturales, excepto sábados, domingos y festivos nacionales no sustituibles.

⁸⁷ Cabe destacar que el inicio del periodo de entrega de la energía subastada en la 5ª subasta CESUR comenzó el 1 de julio de 2008, fecha a partir de la cual desaparecen las tarifas generales de alta tensión, según se establece en la disposición adicional cuarta del Real Decreto 871/2007.

⁸⁸ Disposición adicional octava, 1, de la Orden ITC/3801/2008, de 26 de diciembre, por la que se revisan las tarifas eléctricas a partir de 1 de enero de 2009.

⁸⁹ De acuerdo con la Disposición adicional octava, 2, de la propia Orden ITC/3801/2008, las subastas con entrega de energía a partir de 1 de julio de 2009 se podrán liquidar tanto por entrega física como por diferencias.

cuantía máxima a reconocer a las empresas distribuidoras por los gastos asociados a la gestión de la facturación y la liquidación de las garantías asociadas al contrato en caso de que éstas cedan tales gestiones a terceros, de acuerdo con el Artículo 13.2 de la Orden ITC/400/2007, de 26 de febrero.

En las subastas CESUR se han incluido diferentes mecanismos de protección del nivel de competencia en la subasta, tanto antes como durante su celebración, y se han apuntado criterios para su eventual suspensión. En concreto, antes de la celebración de la subasta, si el número de sujetos calificados se considerase insuficiente o existiesen argumentos que indicasen una insuficiente presión competitiva, la entidad responsable de la ejecución, previa comunicación a la CNE, declarará suspendida la subasta. Adicionalmente, durante la subasta, existen unos mecanismos encaminados a salvaguardar la presión competitiva. Entre ellos, se pueden citar los siguientes: (i) el establecimiento de *load caps* o límites a las ofertas indicativas de los agentes, cuyo objetivo es limitar las ofertas de salida de los agentes de mayor tamaño, (ii) la regla de reducción del VOS (confidencial), a aplicar, conforme a unos criterios objetivos y bajo la supervisión de la CNE, en casos de insuficiente presión competitiva durante la subasta, o (iii) la información facilitada a los agentes sobre el exceso de oferta entre rondas, a través de un rango de valores, debido a la incidencia que puede tener sobre la pivotalidad de los postores a efectos del cierre de la subasta.

Por último, en la Orden ITC/400/2007, de 26 de febrero, se especifica que la Comisión Nacional de Energía es la entidad responsable de supervisar que el proceso de la subasta se ha realizado de forma objetiva, transparente y no discriminatoria, y de validar los resultados de la misma, conforme a los plazos legales establecidos.

5.3.4 RESULTADOS DE LAS SUBASTAS CESUR

En el año 2007, se celebraron tres subastas CESUR, en concreto, el 19 de junio, el 18 de septiembre, y el 18 de diciembre. En el año 2008 se han celebrado cuatro subastas, los días 13 de marzo, 17 de junio, 25 de septiembre y 16 de diciembre. En el año 2009 se ha celebrado la octava subasta CESUR, el 26 de marzo.

En la Tabla 5.13 se resumen los resultados de las ocho primeras subastas CESUR. Se observa que el volumen subastado en la quinta subasta (2.700 MW con entrega en cada una de las horas del tercer trimestre de 2008, como suma de los productos trimestral y semestral, y 900 MW con entrega en cada una de las horas del cuarto trimestre de 2008) fue inferior a los de las subastas anteriores, en parte por el efecto de disminución de la demanda a tarifa generada por la eliminación de las tarifas generales de alta tensión (Real Decreto 871/2007) a partir del 1 de julio de 2008. Adicionalmente, otro factor que contribuyó a que el volumen subastado en la quinta subasta fuera inferior, es que en la cuarta subasta ya se habían subastado 3.500 MW con entrega en el tercer trimestre de 2008 (Q3-08).

DESCRIPCIÓN DEL FUNCIONAMIENTO DEL MIBEL

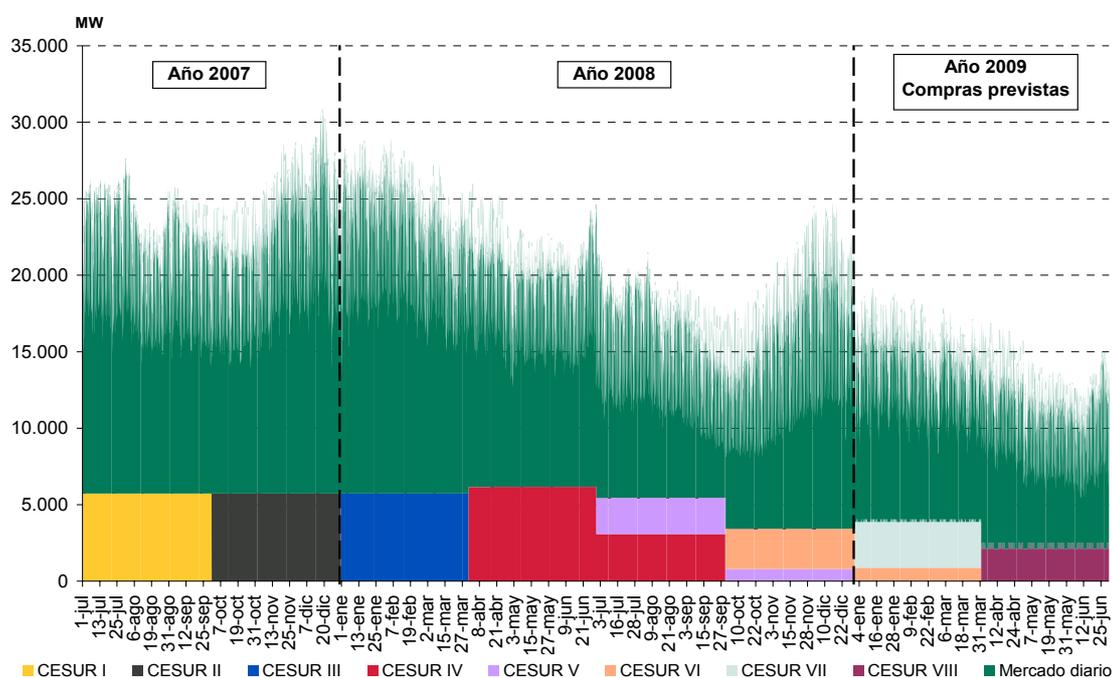
Tabla 5.13 Resultados de las ocho primeras subastas CESUR

	19-jun-07	18-sep-07	18-dic-07	13-mar-08		17-jun-08		25-sep-08		16-dic-08		26-mar-09	
	1 ^a	2 ^a	3 ^a	4 ^a subasta		5 ^a subasta		6 ^a subasta		7 ^a subasta		8 ^a subasta	
	subasta	subasta	subasta	Trimestral	Semestral	Trimestral	Semestral	Trimestral	Semestral	Base _Q	Punta _Q	Base _Q	Punta _Q
Nº de participantes	25	26	24	26		25		25		26		24	
Nº de ganadores	21	18	23	26		21		22		21		19	
Nº de rondas	25	15	14	16		12		17		16		17	
Demanda Agregada (MW)	6.500	6.500	6.500	3.500	3.500	1.800	900	2.000	1.000	3.400	200	2.400	450
Precio de salida (€/MWh)	70	60	85	85	85	85	85	90	90	82	92	57	63
Precio final (€/MWh)	46,27	38,45	64,65	63,36	63,73	65,15	65,79	72,49	72,45	58,86	66,84	36,58	38,22
Producto subastado	Q3-07	Q4-07	Q1-08	Q2-08	Q2-08+	Q3-08	Q3-08+	Q4-08	Q4-08+	Q1-09	Q1-09	Q2-09	Q2-09

Fuente: CNE a partir de los datos facilitados por el Administrador de la subasta

En la Figura 5.3.1 se recoge la demanda horaria agregada de los cinco distribuidores españoles que participan en las subastas CESUR, desglosando la energía que han adquirido a través de dichas subastas⁹⁰. En la Tabla 5.14 se presenta la misma información anterior, pero agregada por trimestres. Se observa que el volumen adjudicado en las subastas CESUR ha representado entre el 21,6% y el 36,5% (mínimo y máximo alcanzados en el segundo trimestre de 2009 y en el tercer trimestre de 2008, respectivamente) de la demanda agregada trimestral de las empresas distribuidoras para el periodo comprendido entre el 1 de julio de 2007 y el 30 de junio de 2009. Dicho porcentaje máximo coincidió con la entrega en el tercer trimestre de 2008 del producto semestral de la cuarta subasta CESUR (3.500 MW) y de los productos trimestral y semestral de la quinta subasta (1.800 MW y 900 MW respectivamente).

Figura 5.3.1 Compras horarias de los distribuidores españoles (del 1-jul-07 al 30-jun-09)*



* Datos de compras reales hasta el 31-dic-08 y compras previstas desde el 1-ene-09

Fuente: CNE a partir de datos de OMEL, compras previstas de los distribuidores para el 1^{er} semestre de 2009 y datos facilitados por el Administrador de la subasta

⁹⁰ Desde el 1 de julio de 2007 al 31 de diciembre de 2008 son datos de compras en mercado diario. Desde el 1 de enero de 2009, la demanda de los distribuidores se ha obtenido a partir de las previsiones que envían las propias empresas distribuidoras, en cumplimiento de la Orden ITC/400/2007.

Tabla 5.14 *Demanda trimestral de los distribuidores españoles* y peso de CESUR sobre la demanda agregada*

	Curva de carga de los distribuidores (MWh)	Compras en CESUR (MWh)	Peso CESUR sobre curva carga (%)
Q3-07	45.494.540	12.629.760	27,8%
Q4-07	47.116.880	12.635.480	26,8%
Q1-08	48.076.816	12.486.760	26,0%
Q2-08	40.991.835	13.453.440	32,8%
Q3-08	32.965.445	12.046.848	36,5%
Q4-08	33.135.785	7.581.288	22,9%
Q1-09	29.124.631	8.488.480	29,1%
Q2-09	22.731.728	4.911.984	21,6%

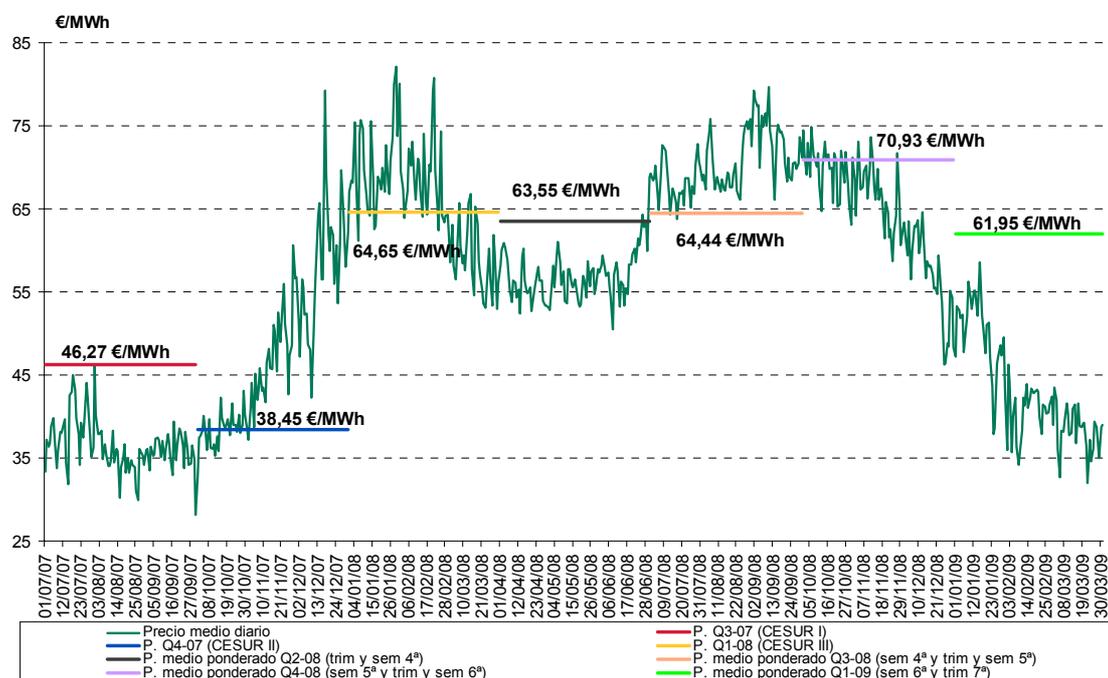
* Datos de compras reales hasta el 31-dic-08 y compras previstas desde el 1-ene-09

Fuente: CNE a partir de datos de OMEL, compras previstas de los distribuidores para el 1^{er} semestre de 2009 y datos facilitados por el Administrador de la subasta

En la Figura 5.3.2 se presenta el precio medio diario en OMIE y el precio de liquidación trimestral de las subastas CESUR⁹¹, obtenido como el precio medio ponderado por la energía de cada uno de los productos carga base con entrega en el trimestre considerado. Se puede observar que el precio de liquidación trimestral de las subastas CESUR fue inferior, en media, al precio medio del mercado diario en el cuarto trimestre de 2007 y en el primer y tercer trimestre de 2008. Por el contrario, el precio de liquidación trimestral de las subastas CESUR fue superior, en términos medios, al precio medio de contado en el tercer trimestre de 2007, en el segundo y cuarto trimestre de 2008 y en el primer trimestre de 2009.

⁹¹ Para hacerlo equivalente al precio medio diario del mercado de contado, sólo se han considerado los productos en carga base de cada una de las subastas CESUR celebradas hasta la fecha.

Figura 5.3.2 Precio medio diario en OMIE y precio de liquidación trimestral de las subastas CESUR



Fuente: CNE a partir de los datos de OMEL y de los datos facilitados por el Administrador de la subasta

6 MERCADOS DE SERVICIOS DE SISTEMA

6.1 PORTUGAL

DESCRIPCIÓN DE LOS SERVICIOS DE SISTEMA EN PORTUGAL

Los servicios de sistema en Portugal se dividen en:

- **Servicios obligatorios**, no remunerados y que engloban la regulación de la tensión, la regulación de la frecuencia y el mantenimiento de la estabilidad.
- **Servicios complementarios**, como la compensación síncrona y estática, la reserva, la regulación secundaria, la interrumpibilidad rápida, el arranque autónomo y el telearranque, que son susceptibles de retribución.

Actualmente, sólo la regulación secundaria y la reserva de regulación se remuneran bajo la forma de mercado competitivo. Los restantes servicios del sistema pueden ser objeto de contratación bilateral.

Asimismo, existe un **proceso de resolución de las restricciones técnicas** correspondientes a los programas resultantes de los mercados de producción, así como a las que puedan surgir en tiempo real. Este proceso se basa en mecanismos de mercado.

La gestión de los servicios de sistema es responsabilidad del **Gestor del Sistema** y su marco legal viene dado por el **Reglamento de Operación de Redes**, el **Manual de Procedimientos del Gestor del Sistema**, el **Reglamento de Relaciones Comerciales** y el **Manual de Procedimientos de Liquidación**.

El **proceso de resolución de restricciones técnicas** consta de tres niveles: **mercado diario**, **mercados intradiarios** y **tiempo real**.

Las restricciones técnicas que puedan surgir a continuación del **mercado diario** se resuelven en dos fases. La primera fase consiste en la modificación del programa de contratación en razón de criterios de seguridad y la segunda en el reequilibrio de la relación generación-consumo. A tal efecto, las unidades de oferta asociadas a la producción en régimen ordinario y a los consumos relativos al bombeo presentan ofertas de energía y precio para la movilización (regulación a subir) y desmovilización (regulación a bajar) de energía. En caso de movilización de energía, los agentes asociados a unidades de oferta de producción son remunerados mediante la utilización del valor mínimo entre el valor de las ofertas de energía presentadas en el proceso de resolución de restricciones técnicas y el valor de las ofertas presentadas y no casadas en el mercado diario. En caso de desmovilización, los agentes vendedores tienen la obligación de pagar la energía al precio de compensación del mercado diario. Los

agentes asociados a unidades de oferta de consumo para bombeo son remunerados mediante la utilización del valor máximo entre el valor de las ofertas de energía presentadas en el proceso de resolución de restricciones y el valor de las ofertas presentadas en el mercado diario.

Las restricciones técnicas que surjan tras los **mercados intradiarios** se resolverán a través de la eliminación de las ofertas que las originan, no ocasionando ningún coste adicional al sistema.

Por último, las restricciones técnicas en **tiempo real** se solucionan mediante la utilización de las ofertas de reserva de regulación. Las ofertas movilizadas a tal efecto se utilizan en la definición del precio de valoración de la energía de regulación.

El exceso de coste originado por la resolución de restricciones técnicas lo pagan los agentes de mercado de forma proporcional a las compras correspondientes a consumos.

Dentro de los servicios de sistema, tienen especial importancia los servicios asociados a la regulación de frecuencia-potencia: la regulación primaria, la regulación secundaria y la reserva de regulación.

La **regulación primaria**, asociada al estatismo de los grupos generadores, es un servicio de sistema no remunerado obligatorio para todos los generadores en servicio. La variación de potencia resultante de su actuación deberá realizarse en 15 segundos ante perturbaciones que provoquen desvíos de frecuencia inferiores a 100 mHz, y linealmente entre 15 y 30 segundos, para desvíos de frecuencia de entre 100 y 200 mHz.

La **regulación secundaria**, asociada al servicio de telerregulación de los grupos generadores, es un servicio de sistema remunerado según mecanismos de mercado donde la valoración se compone de dos partes: la regulación secundaria, valorada conforme al máximo de los precios marginales de la regulación secundaria que sube o baja a cada hora, y la energía de regulación secundaria, valorada según el precio de la última oferta de energía de reserva de regulación movilizada a cada hora.

Después del proceso de resolución de restricciones técnicas, en el ámbito del mercado diario, se inicia el mercado de reserva de regulación secundaria, donde los agentes de mercado ofrecen, para cada instalación capaz de suministrar el servicio de telerregulación, regulación con el precio correspondiente, para todas las horas del día siguiente. Cada oferta tiene que cumplir una relación preestablecida entre la reserva a subir y a bajar.

El inicio de la actuación de la regulación secundaria no deberá demorarse más de 30 segundos, y su actuación deberá concluirse y finalmente completarse mediante la acción de reserva de regulación, como muy tarde en 15 minutos.

El coste de la banda de regulación es un coste fijo para el sistema, ya que existe independientemente de que haya desvíos, por lo que está cubierto por todo el consumo de los agentes de mercado. La energía

de regulación secundaria utilizada deberá ser pagada por todos los agentes que se hayan desviado en cada hora.

La **reserva de regulación** es un servicio complementario retribuido por mecanismos de mercado y compuesto de dos partes: reserva mínima de regulación terciaria y reserva adicional. La reserva mínima de regulación terciaria la establece el gestor del sistema, para cada periodo de programación, tomando como referencia la pérdida máxima de producción provocada de forma directa por el fallo simple de un elemento del sistema eléctrico, aumentando en un 2% el consumo previsto. La reserva de regulación adicional tiene como objetivo la garantía de cobertura del consumo y el funcionamiento del sistema en los casos en los que el consumo horario previsto por el gestor del sistema supere en más del 2% el consumo horario resultante de los mercados de producción, y cuando la previsión de pérdida de generación debida a fallos sucesivos y/o retrasos en la conexión o subida de carga de grupos térmicos sea superior a la reserva de regulación terciaria establecida.

A efectos de la prestación del servicio, se define como reserva terciaria la variación máxima de potencia del programa de generación que se puede efectuar en una unidad de producción y/o área de balance en un tiempo máximo de 15 minutos, y que pueda mantenerse durante al menos 2 horas consecutivas.

Un área de balance es un conjunto de entidades de producción y bombeo que pertenecen a un mismo agente, y que se encuentran interrelacionadas en una zona de la red donde se suman los desvíos de producción.

Los agentes de mercado presentan, entre las 18 y las 21 horas, ofertas de reserva de regulación a subir y/o a bajar para todas las áreas de balance habilitadas y para cada periodo de programación del día siguiente. Los agentes pueden modificar estas ofertas por los siguientes motivos: participación en varias sesiones de los mercados intradiarios, indisponibilidades fortuitas, asignación de regulación secundaria, falta o exceso de agua en presas de una misma cuenca o situaciones hidrológicas extremas en áreas de balance con centrales hidroeléctricas.

En tiempo real, el Gestor del sistema recurre a las curvas de ofertas de reserva de regulación presentadas por los agentes para movilizar o desmovilizar la producción/consumo, y los agentes de mercado son remunerados por el precio de la última oferta movilizada para subir o bajar.

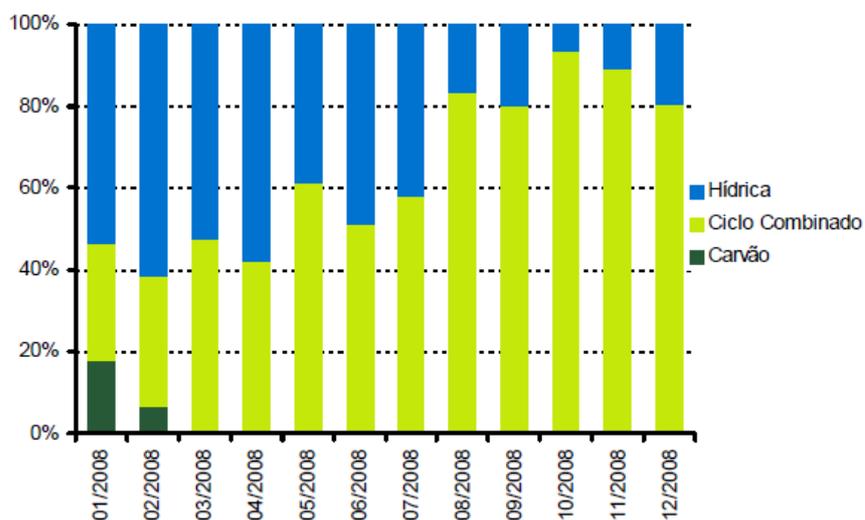
Los excesos de coste originados por la utilización de la reserva de regulación se distribuyen entre los agentes de mercado que se desviaron del respectivo programa contratado.

CARACTERIZACIÓN DE LOS SERVICIOS DE SISTEMA EN PORTUGAL

Durante 2008 se produjo una disminución de la reserva secundaria contratada, lo que condujo a una disminución de las ofertas presentadas por los agentes productores. En lo que se refiere a la

contratación por tecnología, se constató un aumento de la preponderancia de los grupos de ciclo combinado y la participación marginal de los grupos de carbón.

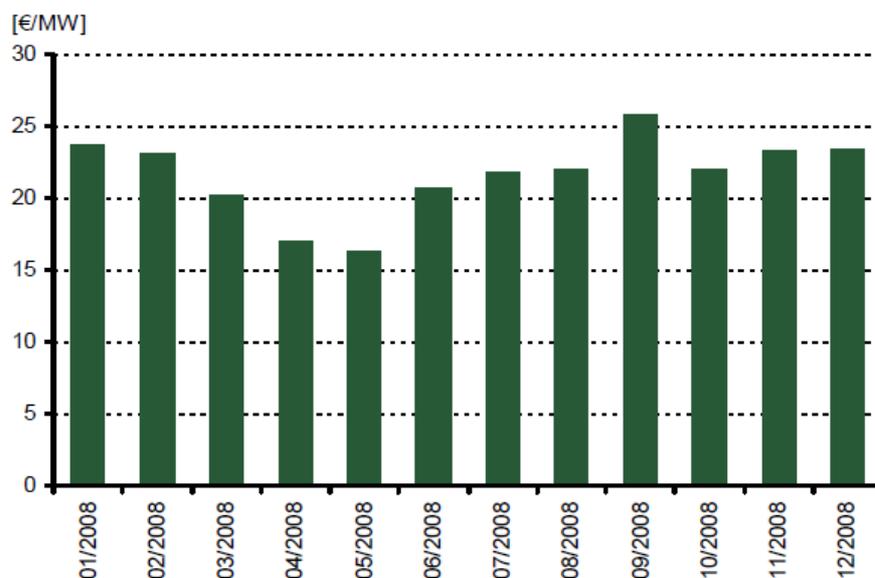
Figura 6.1.1 Banda de reserva secundaria asignada por tecnología en 2008



Fuente: REN

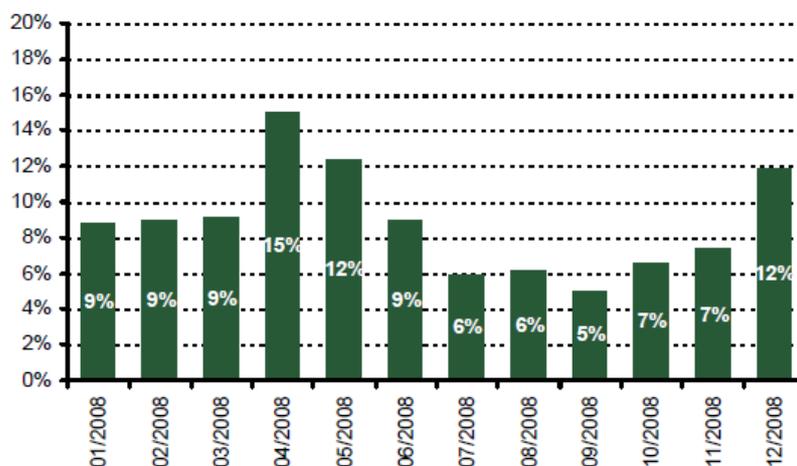
El precio medio ponderado de la banda de reserva de regulación secundaria en 2008 varió entre 16 y 26 €/MW.

Figura 6.1.2 Precio medio ponderado de la banda de reserva secundaria en 2008



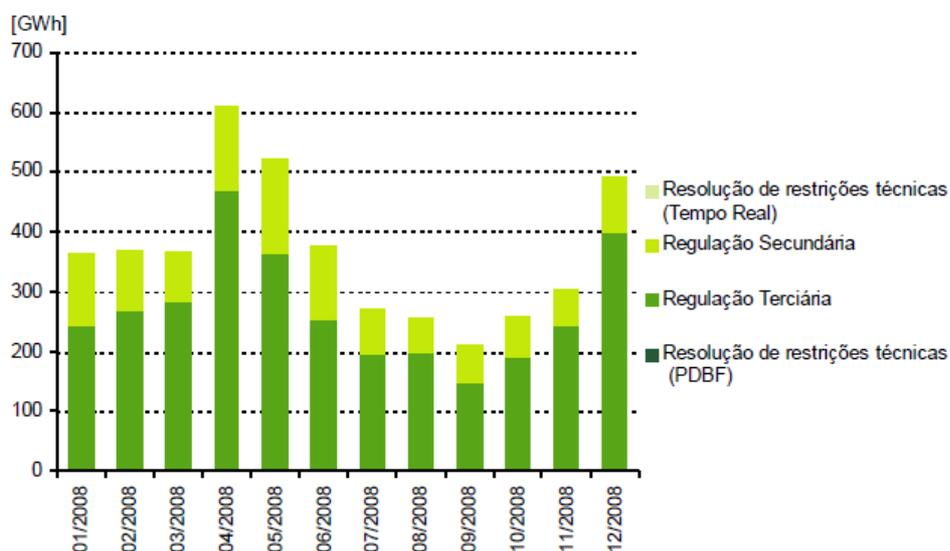
Fuente: REN

La energía total de regulación (secundaria, reserva y restricciones técnicas) representó en promedio cerca del 9% de la energía total negociada en Portugal.

Figura 6.1.3 Energía de regulación comparada con energía negociada en 2008

Fuente: REN

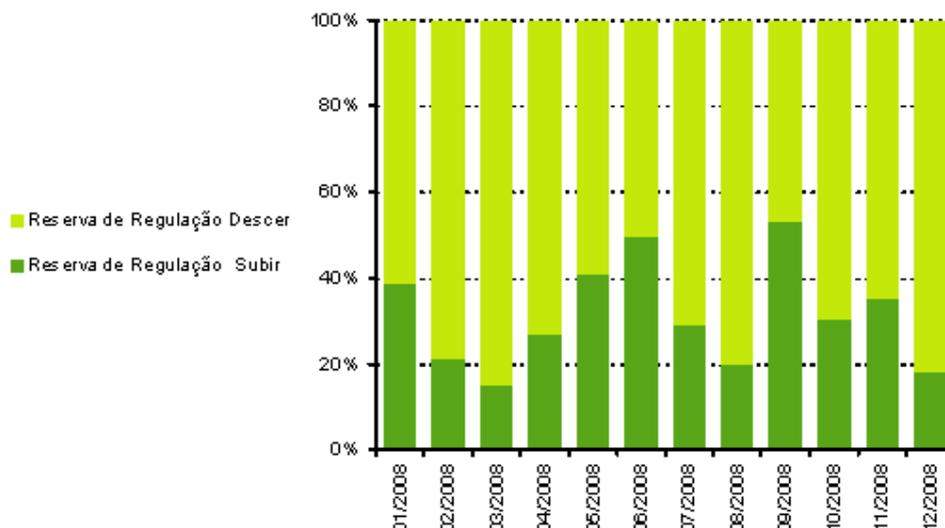
Del total de energía de regulación, la reserva de regulación representó cerca del 70%, del cual la regulación secundaria supuso casi la totalidad del porcentaje restante, una vez que las restricciones técnicas se produjeron en sólo 6 días del año 2008 y movilizaron 9,3 GWh en total.

Figura 6.1.4 Energía total de regulación en comparación con energía negociada en 2008

Fuente: REN

Durante 2008 se constató una utilización mayor de la energía de reserva de regulación a bajar, en comparación con la energía a subir. En algunos meses, la energía de reserva de regulación a bajar representó más del 80% de la energía total de reserva de regulación utilizada.

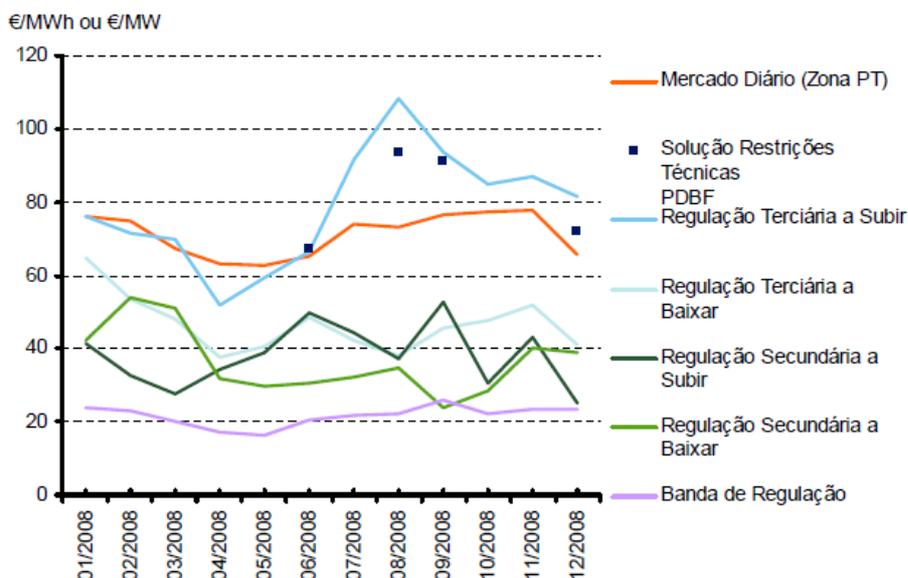
Figura 6.1.5 Energía de reserva de regulación en 2008



Fuente: REN

Los precios medios ponderados de la energía de regulación secundaria en 2008 quedaron afectados por una disposición del Manual de Procedimientos de Liquidación que establecía una valoración nula de la energía de regulación secundaria en las horas en las que no existía energía de reserva de regulación movilizada en el sentido correspondiente. Esta disposición se modificó en el proceso de revisión del mencionado manual, en diciembre de 2008.

Figura 6.1.6 Precios medios ponderados mensuales en 2008



Fuente: REN

6.2 ESPAÑA

DESCRIPCIÓN DE LOS SERVICIOS DE SISTEMA EN ESPAÑA

Los servicios de ajuste del sistema tienen por finalidad adaptar los programas de producción resultantes de la contratación de energía para garantizar el cumplimiento de las condiciones de calidad y seguridad requeridas para el suministro de energía eléctrica; en España, constan de:

- **La resolución de restricciones técnicas.**
- **Los servicios complementarios:** a) los asociados a la regulación frecuencia-potencia (reserva primaria, secundaria y terciaria) b) el control de tensión de la red de transporte y c) la reposición del servicio (la retribución de este último está pendiente de desarrollo reglamentario).
- **El proceso de gestión de los desvíos** entre generación y consumo, como medio imprescindible para garantizar la disponibilidad en todo momento de las reservas de regulación requeridas.

El ámbito temporal de aplicación de los servicios de ajuste del sistema es el horizonte diario (resolución de restricciones técnicas de los programas de producción diarios, consignas diarias de control de tensión y asignación de banda de regulación secundaria) y el horizonte temporal posterior a los intradiarios (servicios de regulación y balance, resolución de restricciones y control de tensión en tiempo real y reposición del servicio).

La liquidación de los servicios de ajuste y de la gestión de desvíos generación-consumo es realizada por el Operador del Sistema desde el 1 de junio de 2006, junto con la liquidación de los desvíos respecto a programa y del término de pagos por capacidad asociados a los servicios de disponibilidad e inversión.

La resolución de restricciones técnicas se gestiona mediante mecanismos de mercado en tres niveles: las asociadas al programa diario base de funcionamiento (PDBF), las que surgen tras los mercados intradiarios, y las afrontadas en tiempo real. Las **restricciones sobre el PDBF** se resuelven en dos fases sucesivas mediante la aceptación de una serie de ofertas a subir y a bajar presentadas por las unidades de generación y el consumo de bombeo (la demanda no participa en el proceso); como resultado, se obtiene el programa diario viable provisional (PDVP). Posteriormente, **las posibles restricciones tras cada uno de los mercados intradiarios** son revisadas de acuerdo con los criterios de seguridad del sistema, retirándose en caso necesario aquellas ofertas incompatibles con los criterios adoptados; esto da lugar al programa horario final (PHF). Por último, las **restricciones en tiempo real** suponen asimismo la aplicación de limitaciones y redespachos sobre producción y bombeo, si bien en

este caso los posibles desequilibrios originados entre generación y consumo son compensados mediante los servicios complementarios.

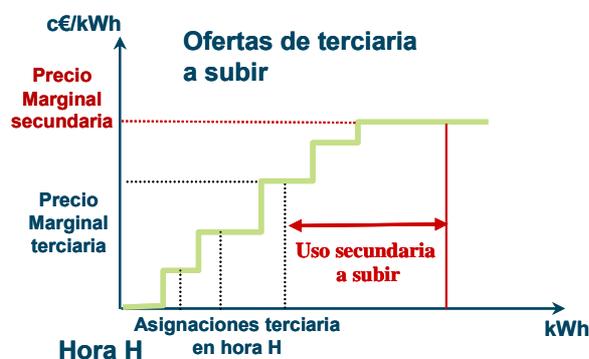
Dentro de los servicios complementarios, revisten especial importancia los de regulación y balance: las reservas o regulaciones primaria, secundaria y terciaria.

La **primaria** corrige de forma automática (mediante los reguladores de velocidad de los generadores) los desequilibrios instantáneos generación-demanda y tiene carácter obligatorio y no retribuido; alcanza un horizonte temporal de hasta 30 segundos.

La **secundaria** tiene por objeto corregir los desvíos instantáneos respecto al programa de intercambio en potencia en la interconexión entre España y Francia, así como los desvíos de frecuencia del sistema; abarca el horizonte comprendido entre los 30 segundos y los 15 minutos; el requerimiento de respuesta dinámica corresponde a una constante de tiempo de 100 segundos. Se trata de un servicio potestativo y retribuido marginalmente por dos conceptos: disponibilidad (banda de potencia) y utilización (energía), tanto a subir como a bajar; se presta a través de *zonas de regulación*. Cada zona de regulación está constituida por una agrupación de centrales con capacidad de prestar el servicio de regulación secundaria acreditada por REE, y *por otras unidades de generación no habilitadas para regular*, actuando así también las zonas de regulación como unidades agregadoras de programas de unidades de producción. Además el mercado de secundaria se refiere a ofertas de *banda*; la *energía* de regulación secundaria se valora al precio marginal de la terciaria que hubiera sido necesario programar en cada hora, tanto a subir como a bajar, para sustituir este uso neto de energía secundaria.

La reserva **terciaria** restituye la secundaria consumida; su activación es manual, y se define como la variación máxima de potencia alcanzada en un tiempo no superior a 15 minutos y que puede ser mantenida durante al menos 2 horas. Se trata de un servicio de oferta obligatoria retribuido mediante sendos precios marginales para la reserva movilizada a subir y a bajar.

Figura 6.2.1 Vinculación entre los precios de las reservas secundaria y terciaria



Fuente: REN REE Armonización servicios 2008

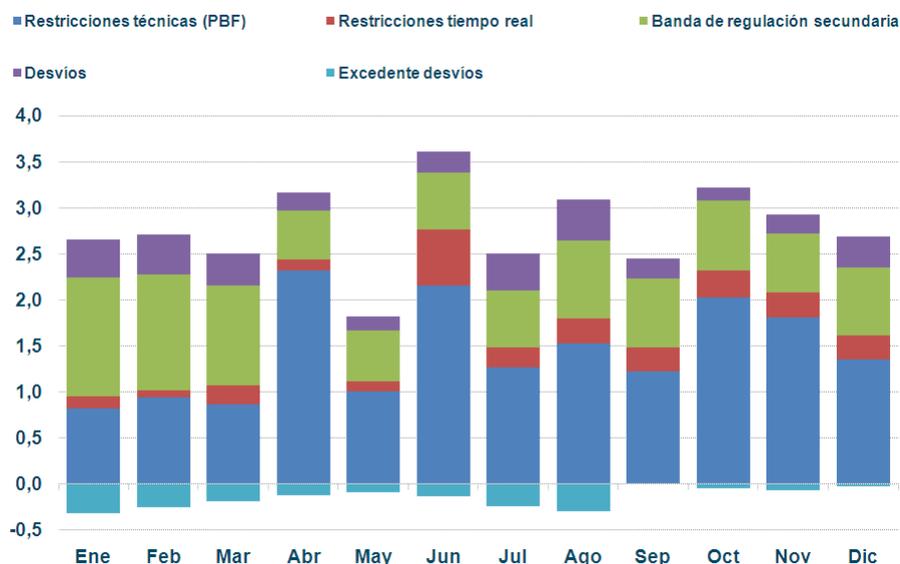
El **control de tensión** consta de dos partes: una voluntaria, reglamentariamente retribuida, y otra no retribuida y obligatoria para todos los proveedores del servicio (transportistas, gestores de redes de distribución y grandes generadores y consumidores cualificados conectados a la red de transporte).

La **reposición del servicio** se basa en la capacidad que tienen determinados grupos generadores de arrancar sin alimentación exterior en un tiempo determinado tras un cero de tensión general en la instalación y mantenerse generando de forma estable durante el proceso de restablecimiento del suministro, o bien de mantenerse en funcionamiento en isla sobre sus servicios auxiliares. Este servicio complementario está definido desde el nacimiento del mercado en 1998 pero todavía no se ha desarrollado.

CARACTERIZACIÓN DE LOS SERVICIOS DE SISTEMA EN ESPAÑA

En 2008, el impacto promedio del conjunto de los servicios de ajuste en el sistema peninsular ha rondado los 2,6 Eur/MWh, en un año en que los precios medios ponderados mensuales del mercado diario han oscilado entre los 57 y los 74 Eur/MWh, aproximadamente. En el horizonte temporal que va de enero a diciembre de 2008, y en un contexto de crecimiento generalizado de los costes de la energía, los precios de los servicios de ajuste se han incrementado levemente, si bien no así la relación entre éstos y los del mercado diario:

Figura 6.2.2 Repercusión de los servicios de ajuste del sistema en el precio final medio



Por categoría de servicio de ajuste, año 2008, datos provisionales en [Eur/MWh] - Fuente: REE Servicios de ajuste avance 2008

El volumen de energía gestionada en los servicios de ajuste del sistema experimentó un notable descenso entre 2006 y 2007, una vez normalizada la gestión de desvíos, afectada durante meses por las consecuencias derivadas del Real Decreto Ley 3/2006⁹². Por otra parte, la evolución de esta misma magnitud entre enero y diciembre de 2008 se ha mantenido estable, sin otras oscilaciones que las derivadas de la naturaleza de los mercados.

En cuanto a la evolución de los desvíos no se han registrado incidencias significativas, si bien es apreciable la importancia creciente de la generación eólica en este segmento.

Tabla 6.1 *Energía gestionada en los servicios de ajuste del sistema*

	2007		2008		Δ % 08/07	
	A subir	A bajar	A subir	A bajar	A subir	A bajar
Restricciones técnicas PBF ⁽¹⁾	8.162	2.665	6.765	858	-17,12	-67,82
Banda de regulación secundaria ⁽²⁾	524	379	525	385	0,11	1,59
Regulación secundaria	949	1.188	1.127	1.123	18,68	-5,47
Regulación terciaria	1.752	2.107	2.450	2.008	39,86	-4,70
Gestión de desvíos	829	1.330	1.190	997	43,48	-25,00
Restricciones en tiempo real	864	358	619	595	-28,34	66,38

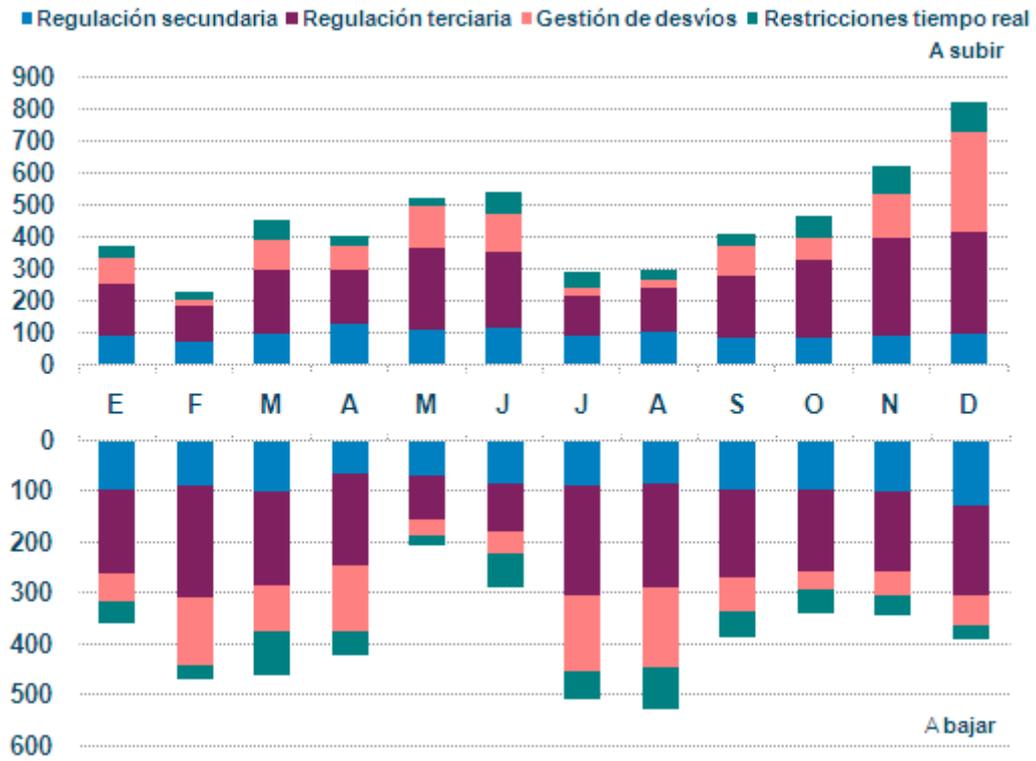
(1) Energía incrementada o reducida en la fase 1 de restricciones (Resolución de 24 de mayo de 2006).

(2) Potencia horaria media (MW).

Por categoría de servicio de ajuste, años 2007 y 2008, [GWh] - Fuente: REE Servicios de ajuste avance 2008

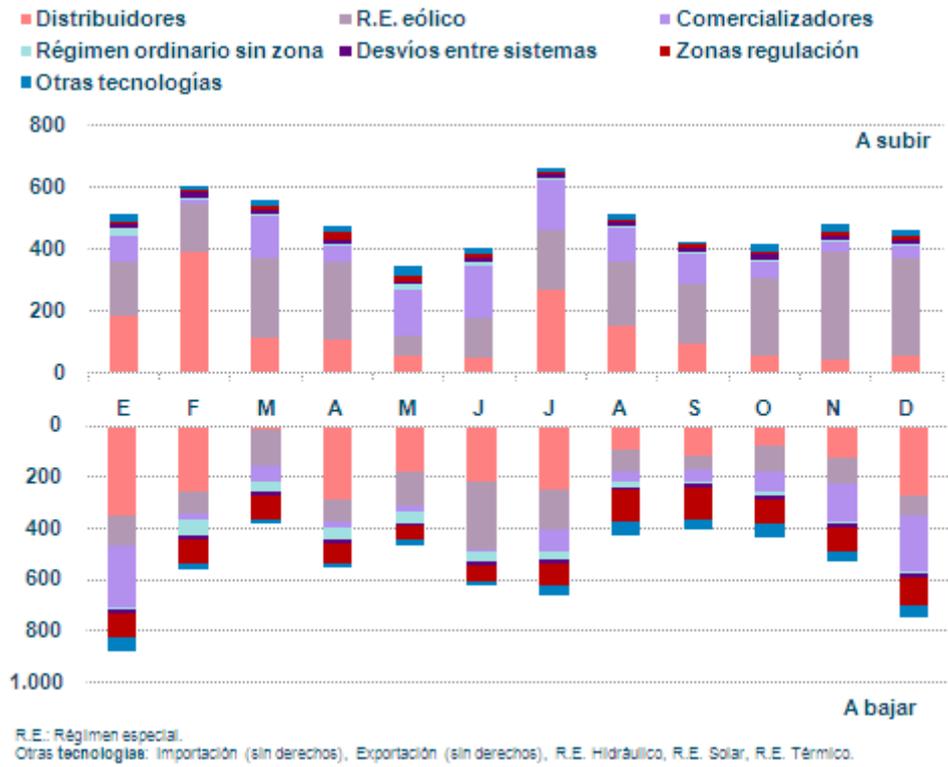
⁹² Real Decreto Ley 3/2006, de 24 de febrero, por el que se modifica el mecanismo de casación de las ofertas de venta y adquisición de energía presentadas simultáneamente al mercado diario e intradiario de producción por sujetos del sector eléctrico pertenecientes al mismo grupo empresarial (BOE 28/02/2006)

Figura 6.2.3 Energía gestionada en los mercados de servicios de ajuste del sistema



Por categoría de servicio de ajuste, año 2008, [GWh] - Fuente: REE Servicios de ajuste avance 2008

Figura 6.2.4 Desvíos netos medidos



Año 2008, [GWh] - Fuente: REE Servicios de ajuste avance 2008

7 FINANCIACIÓN DE LOS OPERADORES DEL MERCADO

7.1 FINANCIACIÓN DE OMEL - OMIE

FUNCIONES DE OMIE

La Ley 54/1997 crea la figura del operador del mercado como responsable de la gestión de ofertas de compra y venta de energía eléctrica, así como de la determinación de sus precios finales y de la realización de las liquidaciones y pagos y cobros correspondiente a dichos precios finales y, en consecuencia, incorporando los resultados de los mercados diarios e intradiarios de electricidad, restricciones técnicas, servicios complementarios, gestión de desvíos y garantía de potencia.

Las funciones asignadas al operador del mercado en la Ley 54/1997 han sido objeto de diversas modificaciones. La disposición transitoria decimoctava de la Ley 54/1997, en la redacción dada por la Ley 62/2003, de medidas fiscales, administrativas y de orden social, establece que, a partir del 30 de junio de 2004, la Sociedad “Operador del Mercado Ibérico de Energía – Polo Español, S.A.” (en adelante, OMEL) realizará las funciones encomendadas por esta Ley al operador del mercado.

En cumplimiento de lo anterior, la Compañía Operadora del Mercado Español de Electricidad cambió su denominación por la de “Operador del Mercado Ibérico de Energía – Polo Español, S.A.” con efecto desde el 1 de julio de 2004.

El Real Decreto 1747/2003, de 19 de diciembre, por el que se regulan los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares, en su disposición adicional primera, establece a OMEL como operador del mercado de cada sistema eléctrico insular y extrapeninsular, atribuyéndosele de este modo nuevas funciones.

En relación con lo anterior, el RD 1802/2003, eliminó la exención de ingresar la cuota correspondiente de OMEL a la empresa Endesa Distribución Eléctrica, S.L., por sus suministros a tarifas en Baleares, Canarias, Ceuta y Melilla.

El Real Decreto 2351/2004, de 23 de diciembre, por el que se modifica el procedimiento de resolución de restricciones técnicas y otras normas reglamentarias del mercado eléctrico, traslada la competencia de liquidación de los costes del proceso al Operador del Sistema (REE), eliminando, por tanto, dicha función de las competencias de OMEL.

El Real Decreto Ley 5/2005, de 11 de marzo, de reformas urgentes para el impulso a la productividad y para la mejora de la contratación pública, modifica, en parte, las funciones del Operador del Mercado relativas a la realización de las liquidaciones y comunicaciones de los pagos y cobros relacionados con la garantía de suministro y las relacionadas con los desvíos efectivos de las unidades de producción y

consumo en cada periodo de programación. Estas funciones pasan a ser desarrolladas por el Operador del Sistema.

La Orden ITC/4112/2005, de 30 de diciembre, establece el régimen aplicable para la realización de intercambios intracomunitarios e internacionales de energía eléctrica, con objeto de coordinar los mecanismos de gestión de las interconexiones internacionales.

Con la aprobación del Real Decreto-Ley 3/2006, de 24 de febrero, se modifica el mecanismo de casación de las ofertas de venta y adquisición de energía presentadas simultáneamente al mercado diario e intradiario de producción por sujetos del sector eléctrico pertenecientes al mismo grupo empresarial.

Hasta el 4 de noviembre de 2007, fecha de entrada en vigor de la disposición transitoria sexta de la Ley 17/2007, de 4 de julio, por la que se modifica la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, para adaptarla a lo dispuesto en la Directiva 2003/54/CE, del Parlamento Europeo y del Consejo, de 26 de junio de 2003, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad, OMEL ha venido desarrollando las funciones de Operador de mercado de cada sistema eléctrico insular y extrapeninsular, con las funciones propias del desempeño de tal cometido, establecidos en el Artículo 5 del Real Decreto 1747/2003, de 19 de diciembre, por el que se regulan los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares. A partir de tal fecha REE ha asumido dichas funciones de conformidad con lo establecido en la Ley 17/2007.

La Disposición adicional cuarta del Real Decreto 485/2009 prevé que, de acuerdo con lo establecido en el Artículo 16.9 y en la disposición transitoria decimonovena de la Ley del Sector Eléctrico, el Operador del Mercado inicie, en una fecha por determinar, la financiación de su actividad (sin perjuicio de la posible retribución por otras funciones que puedan serle asignadas), en todo o en parte, a través de los precios que cobre a los sujetos generadores del mercado tanto del régimen ordinario como del régimen especial, que actúen en el ámbito del Mercado Ibérico de la Electricidad. Desaparecerá así la financiación a través de la recaudación resultante de las cuotas aplicadas sobre la facturación de tarifas y peajes realizada por la Comisión Nacional de Energía. Los precios aplicados podrán incluir un término fijo, función de la potencia neta disponible de las instalaciones del agente productor y/o un término variable por la energía que figure en el último programa horario final de cada hora.

FINANCIACIÓN DE LA ACTIVIDAD DE OMIE

La Ley 17/2007, de 4 de julio, por la que se modifica la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, para adaptarla a lo dispuesto en la Directiva 2003/54/CE, del Parlamento Europeo y del Consejo, de 26 de junio de 2003, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad, establece que el Operador del mercado se financiará según los precios que éste cobre a los agentes que participen en el mismo por los servicios que presta.

La disposición transitoria decimonovena de la citada Ley, establece que en función de la conformación del mercado ibérico de la electricidad y hasta la culminación del proceso de integración de OMEL-OMIP, una parte de la retribución del Operador del mercado podrá tener la consideración de coste permanente de funcionamiento del sistema.

En la actualidad, OMEL es la entidad encargada de realizar las liquidaciones de los mercados diario e intradiarios. Para financiar dicha actividad, OMEL recibe unos ingresos por el desarrollo de la actividad de operación del mercado mayorista de electricidad, que son el resultado de aplicar unos porcentajes sobre la facturación de las tarifas integrales y de acceso, según el procedimiento de ingresos sujetos a liquidación establecido en el RD 2017/1997. Dichos porcentajes se publican anualmente en los correspondientes Reales Decretos de tarifas.

Por tanto, son los consumidores españoles a través de sus tarifas de acceso e integrales quienes financian la actividad de OMEL como Operación del Mercado Ibérico-Polo español.

La financiación de OMEL con cargo a la tarifa eléctrica (de las tarifas integrales y de acceso), al igual que el resto de costes permanentes y de diversificación y seguridad de abastecimiento que son financiados con cargo a cuotas, implica que no haya un reconocimiento de la cuantía máxima sobre la que se estiman las correspondientes cuotas a tarifas integrales y de acceso. La evolución real de los ingresos por tarifas de acceso e integrales y la composición de los mismos, en relación con los que fueron previstos en el ejercicio tarifario, son factores que explican las diferencias (por exceso o por defecto) entre los ingresos previstos y los realmente recibidos con cargo a la tarifa eléctrica.

Adicionalmente, OMEL recibe ingresos por actividades no eléctricas por servicios de consultoría tanto en España como en el extranjero. Estos servicios consisten, fundamentalmente, en la organización de cursos y en la prestación de servicios de asesoramiento.

Asimismo, a partir de 2008 OMEL ha desempeñado la actividad de organizador de determinadas subastas de energía. En particular, fue designado por Resolución de la Secretaría General de Energía (SGE), de 25 de febrero de 2008, como organizador de la subasta para la adjudicación de la capacidad de almacenamiento subterráneo de gas natural para el periodo comprendido entre el 1 de abril de 2008 y el 31 de marzo de 2009 (subasta de AASS de gas natural), que se celebró el pasado 10 de abril. De acuerdo al Artículo tercero de dicha Resolución, el coste de la prestación de este servicio por parte de OMEL debía ser aprobado por Resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas (DGPEyM) y su importe abonado por el Gestor Técnico del Sistema (GTS), al que se le reconocerá como gasto liquidable del servicio. El importe abonado por Enagás queda dentro del ámbito del contrato firmado entre el GTS y OMEL, por la prestación del servicio de organización de la subasta.

La siguiente Tabla muestra las cuotas con cargo a la tarifa para la retribución del Operador del Mercado, que han sido recogidas en los R.D. y órdenes por las que se revisa la tarifa eléctrica:

Tabla 7.1 Cuotas para la retribución de OMIE con cargo a tarifas integrales y de acceso españolas. 1998-2009

Año	RD Tarifas	Sobre tarifas integrales	Sobre tarifas de acceso	% de variación sobre el año anterior	
				Sobre tarifas integrales	Sobre tarifas de acceso
1998	R.D. 2016/1997	0,036	0,083		
1999	R.D. 2821/1998	0,056	0,146	55,6%	75,9%
2000	R.D. 2066/1999	0,056	0,153	0,0%	4,8%
2001	R.D. 3490/2000	0,069	0,201	23,2%	31,4%
2002	R.D. 1483/2001	0,073	0,178	5,8%	-11,4%
2003	R.D. 1436/2002	0,068	0,192	-6,8%	7,9%
2004	R.D. 1802/2003	0,057	0,159	-16,2%	-17,2%
2005	R.D. 2392/2004	0,057	0,169	0,0%	6,3%
2006	R.D. 1556/2005	0,053	0,153	-7,0%	-9,5%
	R.D. 809/2006 (*)	0,053	0,153	0,0%	0,0%
2007	R.D. 1634/2006	0,046	0,180	-13,2%	17,6%
	R.D. 871/2007 (*)	0,046	0,180	0,0%	0,0%
2008	Orden ITC/3860/2007	0,045	0,197	-2,2%	9,4%
	Orden ITC/1857/2008 (*)	0,045	0,197	0,0%	0,0%
2009	Orden ITC/3801/2008	0,041	0,151	-8,9%	-23,4%

(*) Por el que se revisa la tarifa eléctrica a partir del 1 de julio de 2006, 1 de julio de 2007 y 1 de julio de 2008

Fuente: Reales Decretos y Órdenes ITC de Tarifas

La Tabla 7.2 muestra la variación histórica entre la Retribución asignada y los ingresos reales del Operador del Mercado.

Tabla 7.2 Evolución de la retribución estimada y los ingresos reales de OMIE (1998-2008)

Año	Remuneración asignada en expedientes de tarifas (A)		REAL OMIE (B)		Diferencias	
	Ingresos	% de variación sobre el año anterior	Ingresos por cuotas	% de variación sobre el año anterior	(A) - (B)	% variación (A) sobre (B)
1998	4.207		4.333		- 126	-2,9%
1999	6.611	57%	6.570	52%	41	0,6%
2000	6.852	4%	6.864	4%	- 12	-0,2%
2001	9.015	32%	8.775	28%	240	2,7%
2002	9.201	2%	8.946	2%	255	2,9%
2003	9.353	2%	9.353	5%	-	0,0%
2004	9.353	0%	9.355	0%	- 2	0,0%
2005	9.912	6%	10.008	7%	- 96	-1,0%
2006	10.150	2%	10.365	4%	- 215	-2,1%
2007	10.379	2%	10.852	5%	- 473	-4,4%
2008	10.753	4%	11.118	2%	- 365	-3,3%

Fuente: Propuestas de Reales Decretos y Orden ITC de tarifas eléctricas y OMEL;
dato de ingresos de 2008 correspondiente a la liquidación #14

La Tabla 7.3 muestra la evolución histórica de la cuenta de pérdidas y ganancias del Operador del Mercado, polo español:

Tabla 7.3 Evolución de la cuenta de pérdidas y ganancias de OMIE (2003-2008)

	PÉRDIDAS Y GANANCIAS ANALÍTICA					
	Enero a diciembre 2003	Enero a diciembre 2004	Enero a diciembre 2005	Enero a diciembre 2006	Enero a diciembre 2007	Enero a diciembre 2008
(Euros)						
INGRESOS TOTALES DE EXPLOTACIÓN	10.130.006	9.991.287	10.443.724	10.623.928	11.101.973	12.431.260
- Consumos y suministros	0	0	0	0	0	0
= VALOR AÑADIDO	10.130.006	9.991.287	10.443.724	10.623.928	11.101.973	12.431.260
- Gastos de personal	4.905.493	5.186.602	5.286.314	5.492.641	5.839.348	6.465.393
- Otros gastos de explotación	3.693.197	3.407.611	3.263.913	3.770.207	4.312.078	4.445.585
= RESULTADO BRUTO EXPLOTACION	1.531.316	1.397.073	1.893.497	1.361.080	950.547	1.520.282
- Amortizac inmovilizado y variaciones provis tráfico	638.218	626.020	614.370	480.386	441.955	446.688
= RESULTADO NETO EXPLOTACION	893.098	771.053	1.279.127	880.694	508.592	1.073.594
+/- Resultados financieros	19.378	23.894	32.464	41.201	174.736	132.411
= RESULTADO ACTIVIDADES ORDINARIAS	912.477	794.947	1.311.591	921.895	683.328	1.206.005
+/- Resultados extraordinarios	3.199	-723.979	-383.563	5.959	120.902	0
= RESULTADO ANTES DE IMPUESTOS	915.676	70.969	928.028	927.854	804.230	1.206.005
- Impuestos	311.255	15.830	452.632	379.811	175.230	372.225
= RESULTADO NETO	604.421	55.139	475.396	548.043	629.000	833.780

Fuente: Informes anuales de OMEL

7.2 FINANCIACIÓN DE OMIP

Uno de los aspectos más importantes del funcionamiento del MIBEL es la sostenibilidad del propio mercado.

Por ello, aunque en el Convenio de Santiago de Compostela se prevé la autofinanciación como uno de los principios orientadores, también se prevé la existencia de un periodo inicial de transición en el que la financiación del operador del mercado ibérico polo portugués (OMIP) y del operador del mercado ibérico polo español (OMIE) pueda ser complementado por las tarifas.

El punto nº 7 del Artículo nº 4 establece la obligación de tomar las medidas necesarias para hacer posible que *“los mercados se autofinancien cuando finalice un periodo transitorio que deberá ser acordado entre las partes, pero no inferior a dos años”*. Durante el periodo transitorio, la financiación será complementada por las tarifas.

Asumido este compromiso por el Estado portugués, cabe hacer referencia al Decreto nº 4673/2005 (2ª serie), según el cual se determina que *“la sostenibilidad de OMIP y OMIClear como entidades del sector eléctrico encargadas del funcionamiento y la gestión del mercado de electricidad a plazo, será soportada por el sistema eléctrico a través de la tarifa de uso global del sistema”*.

Estos costes, considerados vinculados al uso global del sistema, engloban los costes de instalación, el resultado de explotación y la retribución de los activos, considerado todo desde la fecha de constitución de OMIP.

Desde el momento en que el resultado consolidado de explotación de OMIP y de OMIClear sea positivo, sin perjuicio de la retribución de los activos prevista (que tiene como referencia la tasa de retribución reconocida a REN – Rede Eléctrica Nacional, S.A.), éste debe utilizarse para la amortización de los valores anteriormente recibidos. La devolución/recepción de los montantes resultantes de los ajustes practicados en la tasa de retribución debe liquidarse durante el año n+2.

REALIZACIÓN DE LAS SUBASTAS OBLIGATORIAS EN OMIP

Para garantizar un nivel mínimo de liquidez que permita la viabilidad del mercado a plazo y que estimule la competitividad, el Convenio de Santiago de Compostela dispone que Portugal y España estén obligados, durante un periodo transitorio, a establecer *“un porcentaje mínimo de energía que los comercializadores regulados tendrán que adquirir en el mercado a plazo gestionado por OMIP”*.

En este ámbito, el Gobierno portugués, en coordinación con el Gobierno español, también asume el compromiso de fijar un porcentaje mínimo de energía eléctrica que los comercializadores regulados⁹³ de ambos países tendrán que adquirir en el mercado a plazo del MIBEL, tras la fijación de cantidades mínimas para adquirir en subasta desde el segundo semestre de 2006.

La obligatoriedad de adquisición de energía en las subastas compete a las seis entidades: EDP Serviço Universal, S.A.; E.ON Distribución, S.L.; Endesa Distribución Eléctrica, S.L. (peninsular); Hidrocantábrico Distribución Eléctrica, S.A.U.; Iberdrola Distribución Eléctrica, S.A.U. y Unión Fenosa Distribución, S.A.

De esta forma, para el periodo comprendido entre julio y diciembre de 2006, las cantidades mínimas de electricidad a adquirir obligatoriamente en las subastas realizadas en el mercado a plazo del MIBEL fueron de 4.414.701 MWh.

Para el año 2007 se definió como cantidad mínima obligatoria de electricidad para adquirir en las subastas del mercado a plazo la de 19.358.609 MWh, y para el año 2008 se definieron 15.183.033 MWh.

En el primer trimestre de 2009, se definieron como cantidades mínimas de electricidad para adquirir en las subastas realizadas en el mercado a plazo 3.757.101 MWh.

Tabla 7.4 *MWh mínimos de adquisición obligatoria en las subastas realizadas en el mercado a plazo del MIBEL (de julio de 2006 a marzo de 2009)*

Entidad	Jul.06 - Dec.06 ⁽¹⁾		Ene.07 - Dec.07 ⁽²⁾		Ene.08 - Dec.08 ⁽³⁾		Ene.09 - Mar.09 ⁽⁴⁾	
	MWh	%	MWh	%	MWh	%	MWh	%
Endesa	1.338.180	30%	5.599.952	29%	4.071.756	27%	1.159.044	31%
Iberdrola	1.325.745	30%	6.477.869	33%	4.984.869	33%	831.030	22%
EDP	904.920	20%	3.668.872	19%	3.655.857	24%	992.775	26%
Unión Fenosa	568.272	13%	2.466.476	13%	1.641.636	11%	503.016	13%
Hidrocantábrico	189.201	4%	750.442	4%	587.874	4%	196.839	5%
Electra de Viesgo	88.383	2%	394.998	2%	241.041	2%	74.397	2%
Total	4.414.701	100%	19.358.609	100%	15.183.033	100%	3.757.101	100%
⁽¹⁾ Portaria n.º 643/2006, de 26 de junho, y Orden ITC/2129/2006, de 30 de junio								
⁽²⁾ Despacho n.º 780/2007, de 27 de diciembre, y Orden ITC/3990/2006, de 28 de diciembre								
⁽³⁾ Despacho n.º 780/2007, de 27 de diciembre, y Orden ITC/1865/2007, de 22 de junio								
⁽⁴⁾ Despacho n.º 125-A/2009, de 31 de diciembre, y Orden ITC/3789/2008, de 26 de diciembre								

Fuente: OMIP-OMIClear

⁹³ Se considera comercializador de último recurso el comercializador que "está sujeto a obligaciones de servicio universal", conforme a lo previsto en el punto nº 1 del Artículo nº 46 del Decreto Ley nº 29/2006, de 15 de febrero. De acuerdo con las disposiciones del mismo Artículo, el **comercializador regulado** podrá asumir la prestación de obligaciones de servicio universal de suministro de energía eléctrica, función confiada al comercializador designado de último recurso, terminología usada en el ámbito de la fijación de las cantidades de energía que se debe adquirir obligatoriamente en las subastas, conforme las disposiciones del Decreto nº 643/2006, de 26 de junio.

COMISIONES PREVISTAS: RELACIÓN DE TARIFAS OMIP-OMICLEAR

La retribución de OMIP-OMIClear en el ámbito de las funciones que desempeñan en la gestión del mercado de derivados del MIBEL está prevista en el Aviso OMIP-OMIClear nº 9/2006 – Relación de tarifas.

En la relación de tarifas se prevé la percepción de comisiones:

- ✓ De admisión y mantenimiento (a pagar por los miembros negociadores, miembros compensadores, agentes de liquidación e intermediario de operaciones bilaterales);
- ✓ Sobre transacciones (a pagar por cada transacción o movimiento efectuado en las plataformas de mercado: de negociación y de compensación);
- ✓ Por la utilización de las plataformas de mercado (de negociación y de compensación);
- ✓ Por la redifusión de información de mercado;
- ✓ Por las tecnologías de acceso a los sistemas de negociación y de compensación;
- ✓ Por acciones de formación organizadas por OMIP y por OMIClear; y
- ✓ Por la realización de exámenes de certificación de responsables.

De acuerdo con la relación de tarifas OMIP-OMIClear, se deben las siguientes comisiones por las transacciones realizadas/registradas en el mercado a plazo del MIBEL:

Tabla 7.5 Comisiones en el mercado a plazo del MIBEL

	Comisión OMIP	Comisión OMIClear
Negociación en continuo	Agredido – 0 ¹ Agresor – 0,010	0,010
Negociación en subasta	0,010	0,010
Entrega física	0	0,010 ²
Registro OTC entre diferentes titulares	0,005	0,010
Registro OTC mismo titular	0 ³	0 ³

Unidades: €/MWh

¹ Régimen temporal

² Valor a pagar en una base neta para los contratos con entrega física, en cada día y por cuenta de negociación

³ Ajustado por rectificación

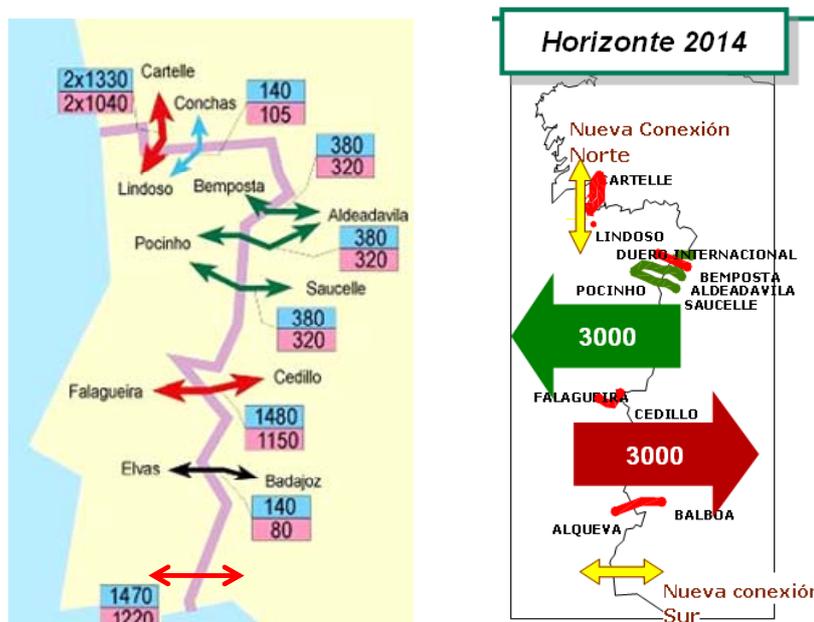
Fuente: OMIP-OMIClear

8 INTERCONEXIONES

8.1 CAPACIDADES DISPONIBLES

En la actualidad, la capacidad máxima de intercambio comercial en punta entre las dos zonas del MIBEL ronda los 1.600 MW en sentido de España a Portugal y unos 1.300 MW en el sentido contrario⁹⁴. La expectativa es doblar aproximadamente dichas capacidades para el horizonte 2014⁹⁵, logrando una capacidad disponible próxima a los 3.000 MW en ambos sentidos, lo cual debería permitir que el grado de congestión estructural que afecta a la interconexión se reduzca de forma significativa. Para la realización de esta ampliación resulta fundamental la puesta en servicio de dos nuevos corredores de 400 kV, en el norte y en el sur de la frontera⁹⁶.

Figura 8.1.1 Interconexión: capacidades actuales y situación prevista en 2014



[MVA] (invierno, en azul; verano en rosa) - Fuente: REE REN Interconexiones SG 2007

En el norte, la interconexión se materializaría mediante una nueva línea entre Pazos (ES) y Vila do Conde (PT), lo cual requeriría un refuerzo a 400 kV entre las subestaciones de Cartelle y Pazos, en el lado español, y un refuerzo entre las nuevas subestaciones de Vila do Conde y la actual subestación de

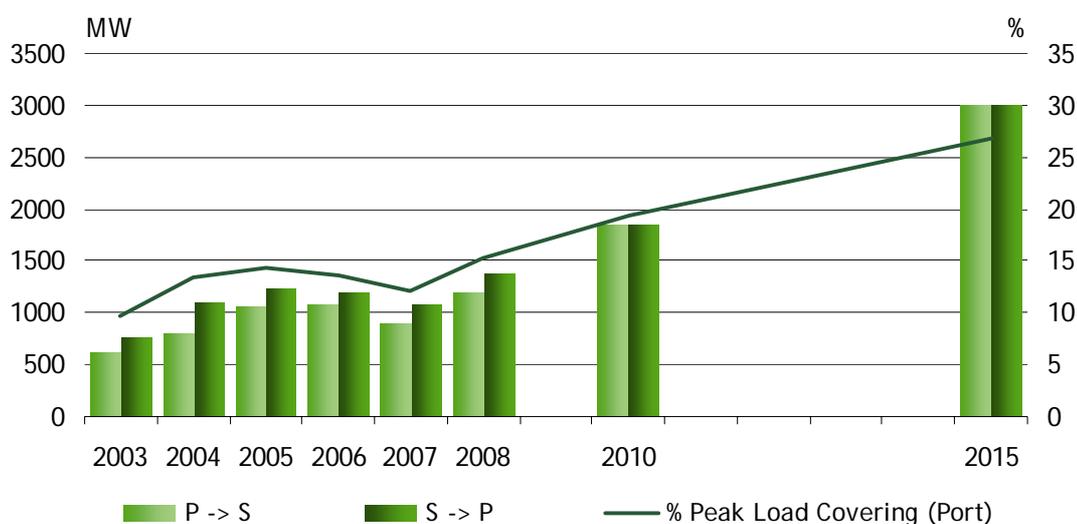
⁹⁴ "El sistema eléctrico español en 2007", Capacidad de intercambio comercial de las interconexiones, Red Eléctrica de España, 2008.

⁹⁵ "Plano de Desenvolvimento e Investimento da RNT 2009-2014(2019)", Redes Energéticas Nacionais, 2008.

⁹⁶ "Planificación de los sectores de electricidad y gas 2008-2016", Coordinación de desarrollo con sistemas eléctricos externos, Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, 2008.

Vila Fria⁹⁷. En el sur, la nueva línea uniría la nueva subestación de Tavira (PT) y Guillena (ES); sería necesaria además una nueva subestación en La Puebla de Guzmán. En ambos casos se construirían en circuito simple, pero preparadas para doble circuito en ambos países. La capacidad de transporte en invierno de cada una de las nuevas líneas rondaría los 1.900 MW; la construcción de los tramos españoles se prevé para 2014 (norte) y 2011 (sur), respectivamente — ambos proyectos gozan de prioridad A, la máxima contemplada por la planificación. La construcción de los tramos portugueses se prevé para 2013 (norte) y 2010 (sur).

Figura 8.1.2 Evolución y proyección de la capacidad de interconexión en ambos sentidos, y porcentaje de dicha capacidad sobre la punta de demanda (de Portugal)



[MW, %] - Fuente: REN Interconexiones SG 2007

Nota: La capacidad proyectada por Portugal es⁹⁸:

Año	PT->ES		ES->PT		Mín. anual importación MW	Punta consumo MW	Satisfacción punta %
	Verano	Invierno	Verano	Invierno			
2009	1300	1600	1200	1600	1200	9770	12.2
2010	1800	1900	1800	1900	1800	10140	17.8
2012	2600	2800	2200	2600	2200	11160	19.7
2014	3000	3000	3000	3000	3000	12120	24.8

El más importante refuerzo desarrollado ya bajo los auspicios del MIBEL es la línea Alqueva-Balboa, que supone una referencia de éxito⁹⁹ en el marco de las conexiones internacionales, por la celeridad del

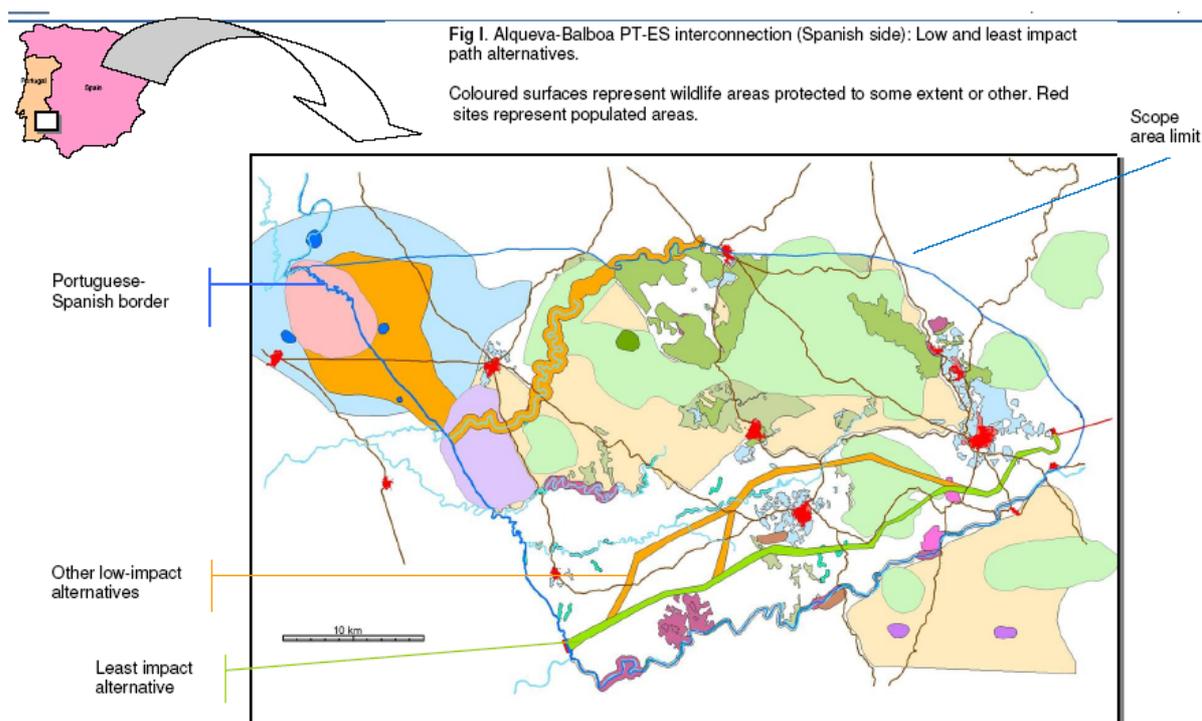
⁹⁷ “El sistema eléctrico español en 2007”, Capacidad de intercambio comercial de las interconexiones, Red Eléctrica de España, 2008.

⁹⁸ “Plan de Desarrollo e Inversión de RNT 2009-2014(2019)”, Redes Energéticas Nacionales, 2008.

⁹⁹ “Status Review on Building and Construction Authorisation and Permit Process - Case Examples”, ERGEG, 2008. http://www.energy-regulators.eu/portal/page/portal/EER_HOME/EER_PUBLICATIONS/CEER_ERGEG_PAPERS/Electricity/2008/E08-EFG-27-04_BCAP_Case_Examples_06-Feb-08_0.pdf

proceso de su diseño y construcción, algo inusual hoy día en infraestructuras de esta magnitud y relevancia. Esta interconexión constituye un caso de estudio representativo de hasta qué punto es decisiva para el éxito de un proyecto de estas características la implicación y el respaldo político desde el más alto nivel, así como la coordinación efectiva entre los distintos niveles regulatorios y administrativos.

Figura 8.1.3 Alqueva-Balboa (tramo español): alternativas de trazado de bajo y de mínimo impacto, con indicación de áreas con distintos grados de protección ambiental



Fuente: ERGEG BCAP Case examples 2008

Cuadro 8.1 Alqueva-Balboa como “best practice”

Alqueva-Balboa es una línea a 400 kV en circuito simple preparado para doble; se extiende sobre más de 80 km, repartidos aproximadamente a partes iguales entre suelo español y portugués. La identificación de un trazado de mínimo impacto medioambiental fue particularmente laboriosa por la concurrencia de numerosas áreas de interés ecológico en las inmediaciones del área de estudio; no obstante, la alternativa finalmente adoptada logra respetar las zonas protegidas y fue puesta en servicio tras poco más de dos años de la firma del Protocolo que la respaldaba.

Por otra parte, y más allá de la revisión o aprobación de los planes de desarrollo de interconexiones y de los refuerzos domésticos que hacen posible su operación, compete también a los miembros del CR adoptar aquellas medidas orientadas a imbuir a la sociedad de una mayor conciencia sobre la importancia que la construcción de nuevas infraestructuras energéticas reviste para la consolidación de un grado de bienestar que la mayor parte de la población parece dar por sentado. Esto es particularmente relevante en lo que atañe a la función vertebradora que para el sistema tienen las líneas de transporte, y muy especialmente las que sirven de conexión internacional.

A continuación se exponen algunos de los aspectos que inciden en el planteamiento de la concienciación de la sociedad y por tanto en las actuaciones que el CR se propone abordar en esta tarea:

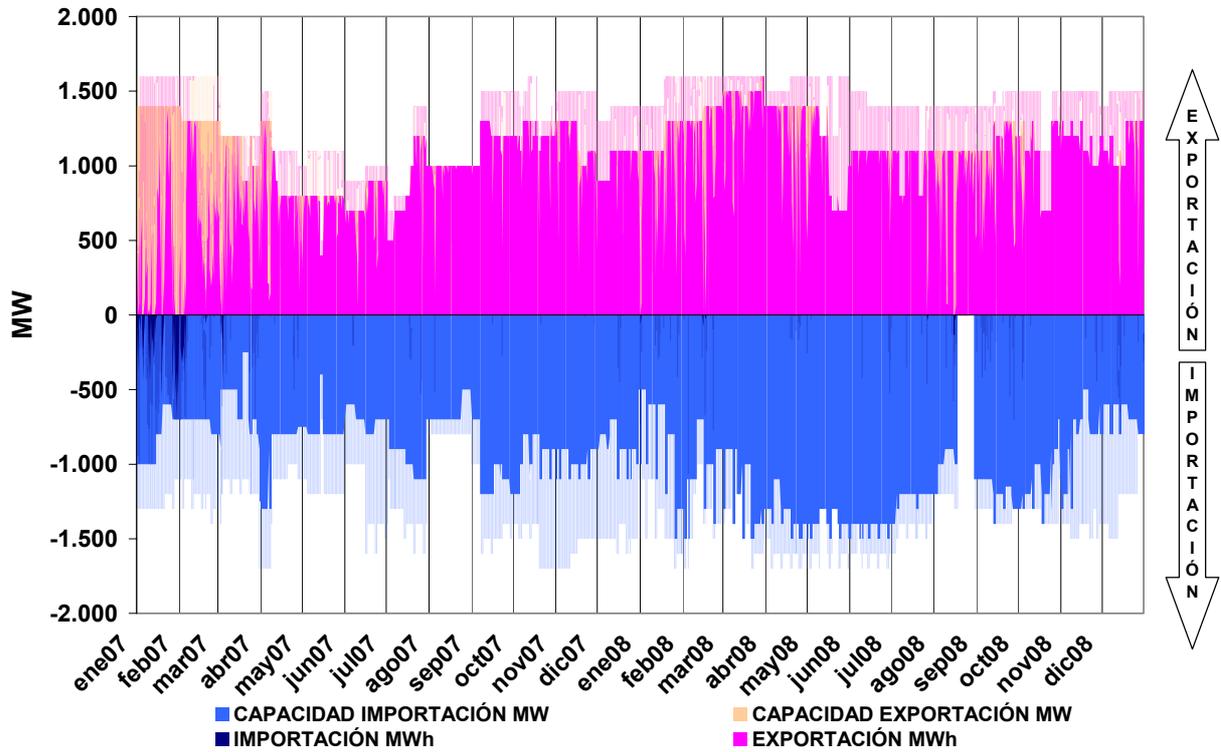
- ❖ La construcción y explotación de infraestructuras energéticas (instalaciones de aprovisionamiento y generación, redes de transporte y distribución) es necesaria para mantener un adecuado nivel de cobertura de las necesidades básicas de los ciudadanos y de los distintos sectores económicos.
- ❖ La construcción y explotación de infraestructuras puede afectar al entorno más cercano al ciudadano y al medioambiente, por lo que su desarrollo viene siendo objeto de un creciente rechazo social.
- ❖ Los beneficios derivados de la puesta en servicio de dichas infraestructuras no se perciben de una forma inmediata por los ciudadanos de un determinado territorio o las empresas de un sector empresarial en particular; sin embargo, alcanzan a toda la sociedad, en ocasiones en un ámbito incluso supranacional, y contribuyen de forma general y solidaria al desarrollo humano y económico, aunque su constatación se haga de forma indirecta y diferida en el tiempo.
- ❖ La regulación de la energía debe tener en consideración esta realidad, plantear en sus nuevos desarrollos el reconocimiento de los esfuerzos que los agentes que desarrollan estas infraestructuras realizan para vencer dichas dificultades, y fomentar la difusión del impacto positivo que para la sociedad en su conjunto tiene la evolución de forma sostenible y responsable de nuestro tejido energético.

Por tanto desde el CR cabe plantearse una doble actuación: 1) reconocimiento de estos esfuerzos en el marco regulatorio y 2) implicación directa en la concienciación social del papel que representa la energía, su compatibilización con la ordenación del territorio y la preservación del medioambiente y las consecuencias de su no disponibilidad.

8.2 UTILIZACIÓN

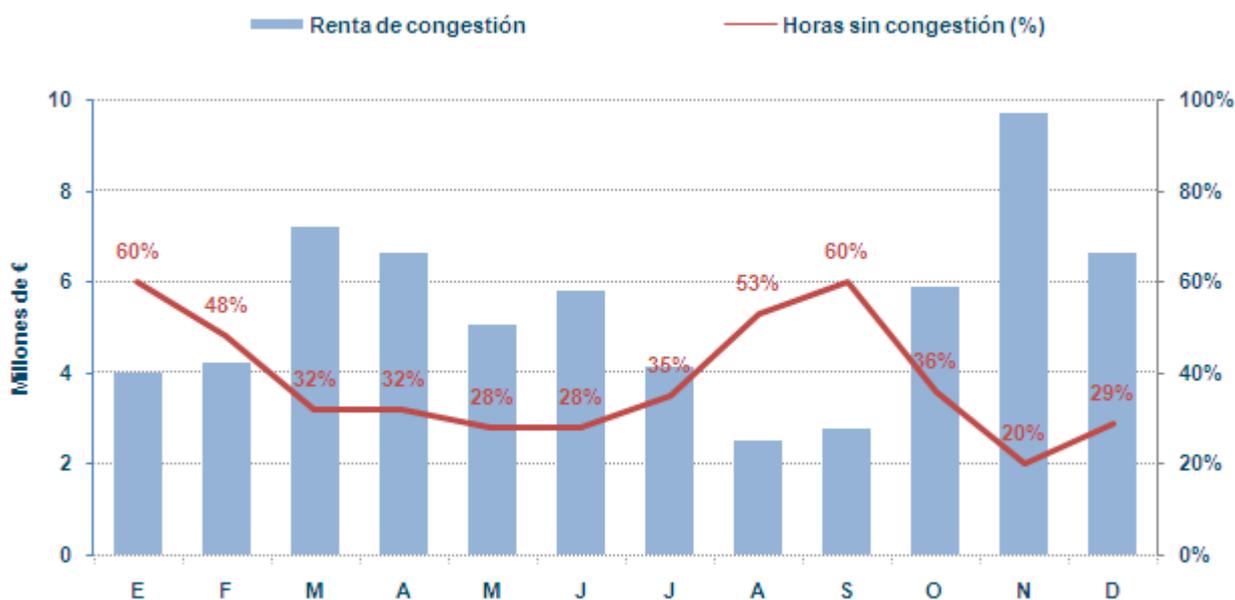
El grado de utilización observado en la interconexión entre las dos zonas del MIBEL ha sido históricamente elevado, y desde la entrada en vigor del mecanismo de *market splitting* podría decirse que la ocupación viene siendo prácticamente plena, si bien fuertemente asimétrica, pues el diferencial de precios sostenido en este periodo ha forzado el sentido exportador de España a Portugal en una gran mayoría de horas. Estos resultados avalan la eficacia de la normativa de gestión de congestiones en vigor. Ahora bien, aun cuando el nivel de utilización de las líneas que unen los dos países pueda calificarse como satisfactorio, no debe perderse de vista que éste es un dato que ha de relativizarse en función del valor total de capacidad disponible para fines comerciales: las oscilaciones experimentadas por este parámetro necesariamente son —y serán— objeto de la debida justificación y análisis ante el CR.

Figura 8.2.1 Capacidad disponible y utilizada en la interconexión Portugal-España



años 2007 y 2008; datos en [MVA, MWh] – Fuente: CNE

Figura 8.2.2 Renta de congestión y porcentaje de acoplamiento derivado del market splitting en el mercado diario



2008, [%, millones de Euros] - Fuente: REE Servicios de ajuste avance 2008

Destaca el elevado número de horas en que la interconexión Portugal-España se encuentra congestionada, a pesar de la evolución positiva registrada en los valores de capacidad ofrecida y de que la interconexión Portugal-España sea una de las interconexiones europeas con mayor valor relativo respecto a los consumos que interconecta. En este sentido, el CR apoya cualquier esfuerzo desarrollado por los TSO tendente a hacer entrar en servicio los nuevos corredores de 400 kV, que permita concretar la meta de 3 GW de capacidad de interconexión prevista para el año 2014, así como resolver todas las restricciones internas en cada uno de los dos países, que limitan muchas veces la interconexión disponible.

8.3 INCIDENCIAS

Dado que la conexión entre las dos zonas que conforman el MIBEL es aún insuficiente y sufre una congestión estructural que la satura en una mayoría de horas, el CR considera prioritario agotar todas las posibilidades a su alcance para estudiar posibles causas recurrentes que pudieran motivar reducciones de capacidad significativas, con el fin de estudiar la forma económicamente más eficiente de prevenirlas y, en su caso, diseñar de forma armonizada herramientas regulatorias (esquema de incentivos, mecanismos de supervisión) orientadas hacia su progresiva minimización.

No obstante, de la consideración de las incidencias registradas desde julio de 2007, parece desprenderse que, al menos en parte, las causas de estas anomalías no deban buscarse tanto en el estado o la operación de las infraestructuras, cuanto en asuntos relacionados con el diseño del mercado mayorista, que pueden tener un impacto negativo en los márgenes de cobertura de la demanda e incidir por tanto en una restricción de la capacidad de exportación del país inicialmente exportador por razones de seguridad de suministro doméstico.

En los cuadros siguientes se presenta el resumen de las acciones coordinadas de balance, para el 2º semestre de 2007 y para el primer semestre de 2008. No se registrarán acciones coordinadas de balance en el 2º semestre de 2008.

Figura 8.3.1 Acciones Coordinadas de Balance acometidas en la interconexión España-Portugal

Histórico de Acciones Coordinadas de Balance en el 2.º semestre de 2007				
Día	Sentido	Hora	Redespacho (MW)	Causa
29 de julio	E -> P	21	100	Por dificultad en la reposición de la línea a 400 kV Cedillo-Falagueira, del lado español, tras incendio en Portugal
		22	100	
		23	100	
		24	100	
31 de julio	E -> P	6	200	Indisponibilidad, debido a incendio, de varias instalaciones en la S.E. 220 kV Aldeadávila
		22	500	
		23	500	
12 de noviembre	E -> P	20	690	Reducción de la capacidad de exportación por razones de seguridad de suministro en el sistema eléctrico español
		21	690	
19 de noviembre	E -> P	10	325	Reducción de la capacidad de exportación por razones de seguridad de suministro en el sistema eléctrico español
		11	1000	
		12	1000	
		13	1000	
		14	1000	
		15	500	
		18	500	
		19	600	
		21	600	
		22	1000	
17 de diciembre	P -> E	11	450	Reducción de la capacidad de exportación por razones de seguridad de suministro en el sistema eléctrico portugués
		12	45	
Total	E -> P		11005	
	P -> E		495	

2º semestre 2007, [MW] - Fuente: ERSE, a partir de información facilitada por REE y REN

Figura 8.3.2 Acciones Coordinadas de Balance acometidas en la interconexión España-Portugal (2)

Histórico de Acciones Coordinadas de Balance en el 1.º semestre de 2008				
Día	Sentido	Hora	Redespacho (MW) Causa	
17 de mayo	E -> P	1	307	Reducción de la capacidad de exportación por razones de seguridad de suministro en el sistema eléctrico español Día 17 de mayo de 2008: La energía total asociada a estas acciones coordinadas de balance fue de 8.118 MWh y el operador del sistema portugués recibió una compensación de 471.504 €.
		2	600	
		9	800	
		10	600	
		11	258	
		12	197	
		13	95	
		14	119	
		15	513	
		16	600	
		17	600	
		18	600	
		19	600	
		20	600	
21	600			
18 de junio	E -> P	22	42	Indisponibilidad debida a la apertura de 2 líneas de 400 kV, Cedillo-Falagueira e Cedillo-J.M.Oriol, para trabalhos de manutenção na subestação de Cedillo. Día 18 de junio de 2008: La energía total asociada a este conjunto de acciones coordinadas de balance fue de 1.365 MWh y el operador del sistema portugués recibió una compensación de 84.981 €
		23	387	
		24	600	
		17	400	
18 de junio	E -> P	18	165	Día 18 de junio de 2008: La energía total asociada a este conjunto de acciones coordinadas de balance fue de 1.365 MWh y el operador del sistema portugués recibió una compensación de 84.981 €
		19	400	
		20	400	
Total	E -> P	22	9483	

Primer semestre 2008, [MW] - Fuente: ERSE, a partir de información facilitada por REE y REN.

No se registraron acciones coordinadas de balance en el 2º semestre de 2008.

9 PARTICIPACIÓN DE LA PRODUCCIÓN EN RÉGIMEN ESPECIAL EN EL MERCADO

La generación de electricidad en régimen especial es ya una pieza imprescindible del *mix* de producción ibérico, y el volumen del potencial renovable aún por explotar la sitúa entre los mecanismos cuyo desarrollo es ineludible para compatibilizar la liberalización de la producción de electricidad con las **metas que en materia de eficiencia energética y protección del medio ambiente** el conjunto de la sociedad actual se ha trazado. España y Portugal tienen metas establecidas que hacen que en los próximos años el crecimiento de la producción en régimen especial (PRE) continúe siendo significativo, principalmente para cumplir los objetivos impuestos por el *reparto del esfuerzo* pactado entre los países de la Unión en su meta común de liderar la lucha contra los efectos del **cambio climático** y lograr un mayor grado de **independencia energética** de sus contados proveedores.

Ahora bien, superada la necesaria etapa previa de aprendizaje, cuando menos en el caso de las tecnologías más maduras (particularmente la eólica), el régimen especial convive con el régimen ordinario. **No debe pedírsele ya únicamente energía, sino también potencia y una contribución decidida a la operación del sistema**, aun en el caso de las tecnologías basadas en recursos denominadas *no gestionables*. Con el grado de evolución alcanzado por las actuales técnicas de control y predicción, es posible realizar ofertas firmes con errores cada vez menores en horizontes temporales del mercado intradiario prácticamente comparables a los del régimen ordinario. Esto, que es relevante para la operación segura de cualquier sistema, se torna crítico en la gestión de uno tan débilmente interconectado con el continente como lo es la Península Ibérica.

En los puntos siguientes se describe la situación actual en España y en Portugal, principalmente en lo que respecta al volumen de energía y potencia instalada de producción en régimen especial, así como en lo relativo al sistema retributivo en vigor.

9.1 PORTUGAL

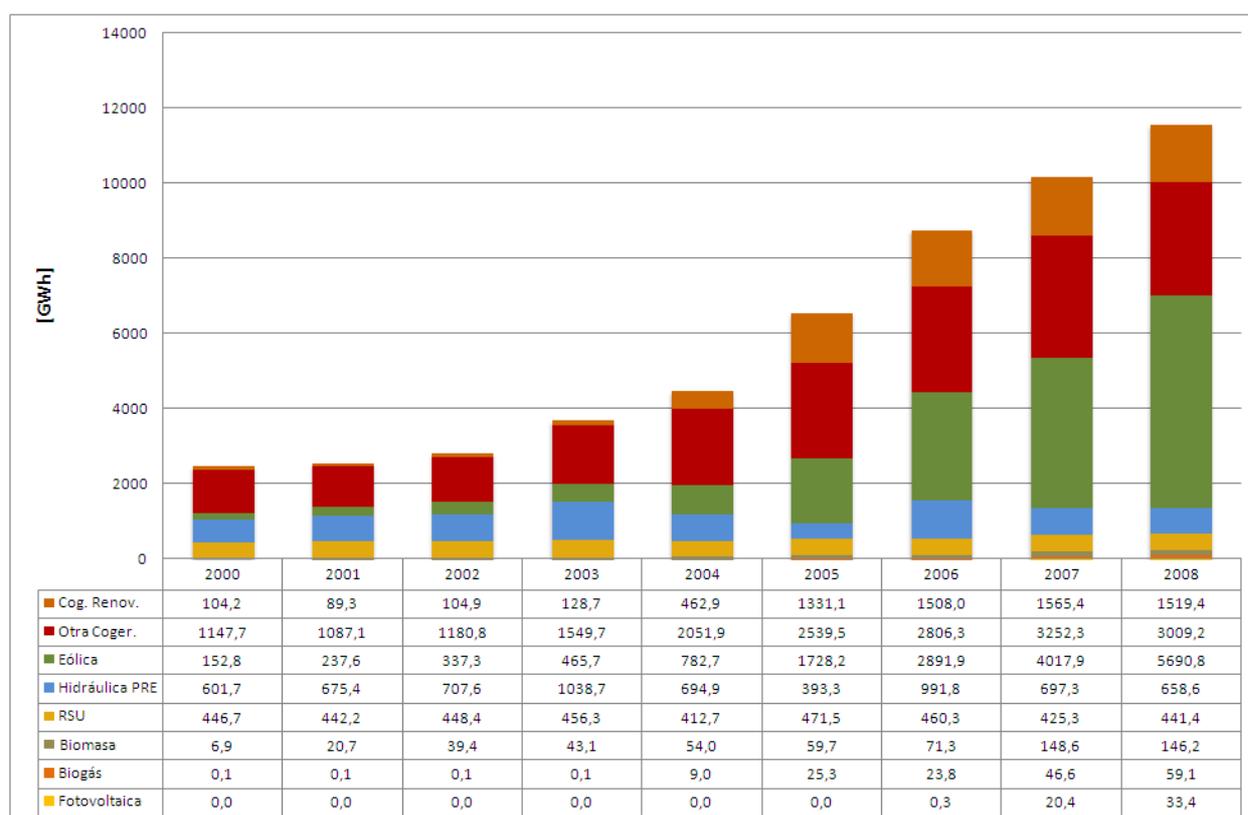
Actualmente se considera producción en régimen especial:

- La producción de energía eléctrica basada en recursos hidráulicos. Desde 1988 la PRE sólo engloba las centrales con potencia instalada de hasta 10 MVA. Con todo, la publicación del Decreto Ley nº 33-A/2005 de 16 de febrero aprobó las tarifas para centrales con potencia de entre 10 y 30 MW, y permite que las centrales con potencia superior a 30 MW puedan ser remuneradas en virtud de este Decreto Ley según el valor que se publique por *Portaria* ministerial, que hasta la fecha no se ha promulgado.

- La producción de energía eléctrica que utilice otras fuentes de energía renovable, así como la producción basada en residuos (urbanos, industriales y agrícolas).
- La producción de energía eléctrica en baja tensión con potencia instalada limitada a 150 kW¹⁰⁰.
- La producción de energía eléctrica por microgeneración, con potencia instalada de hasta 5,75 kW.
- La producción de energía eléctrica a través de un proceso de cogeneración.

La producción en régimen especial ha tenido una evolución muy significativa en los últimos años. En las figuras siguientes se ilustra esta evolución en términos de energía y potencia, en comparación con el total en Portugal continental.

Figura 9.1.1 Evolución del régimen especial por tecnología en términos de energía

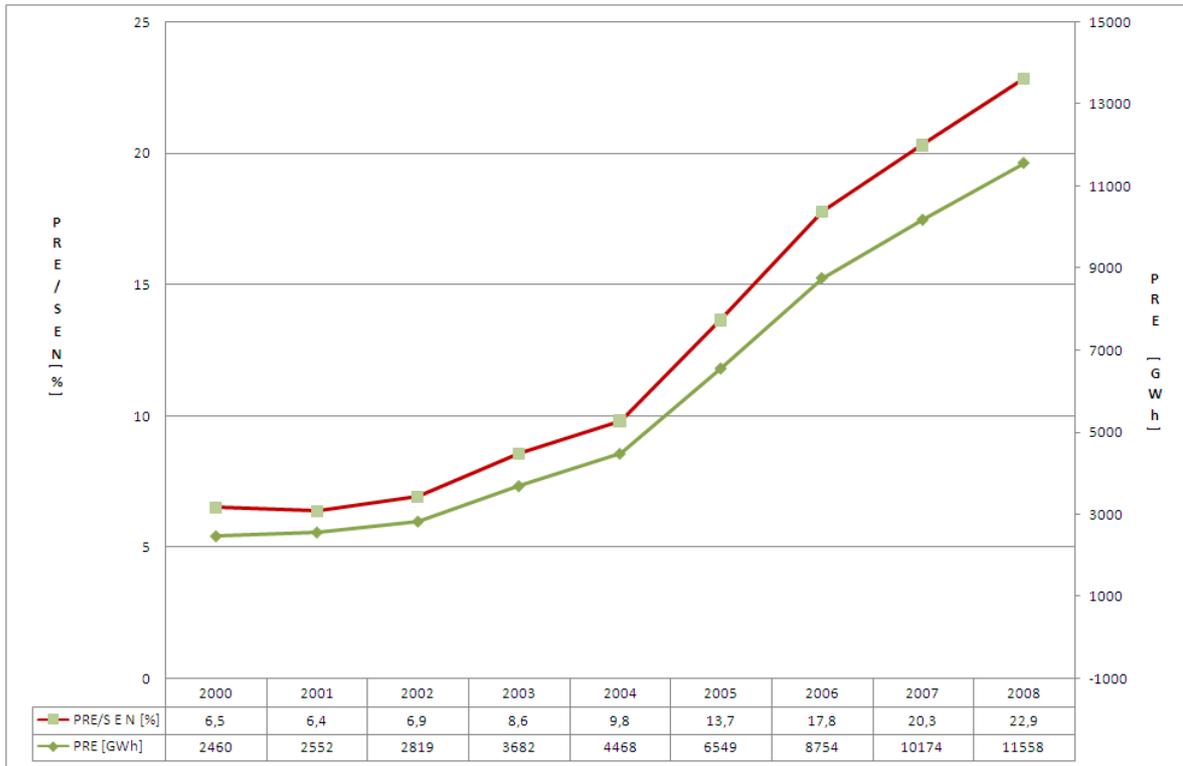


Fuente: EDP SU

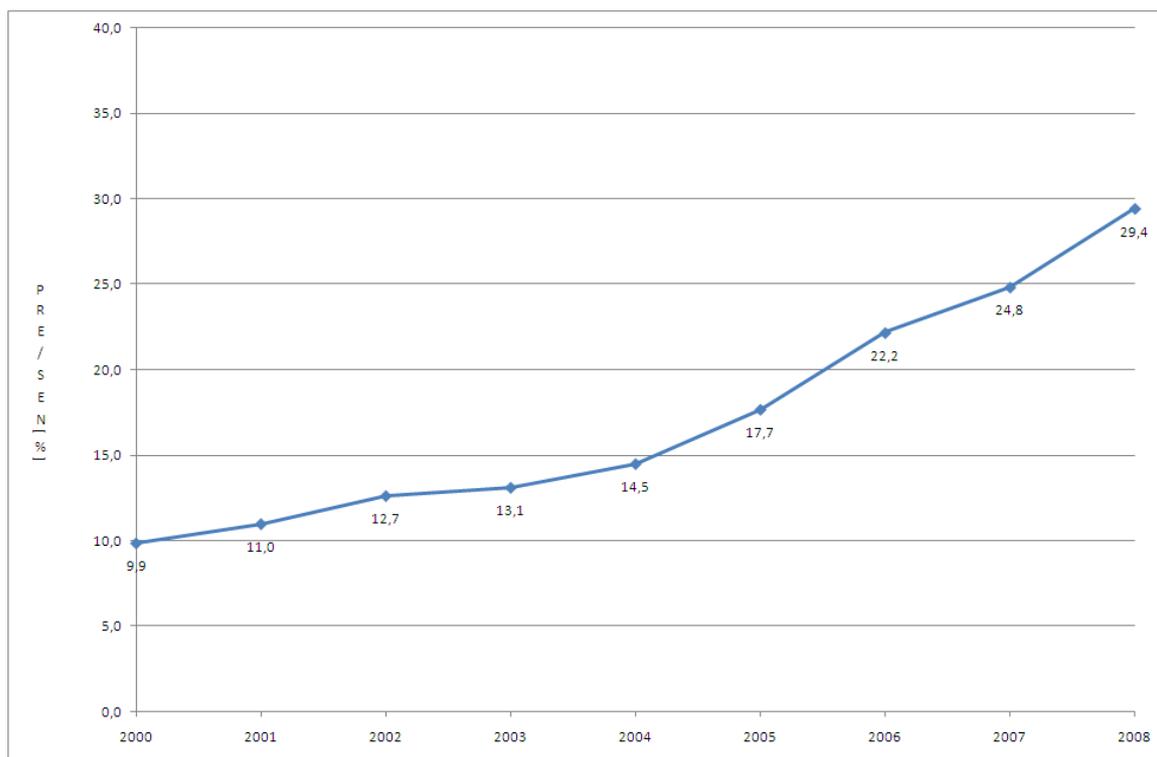
El peso de la PRE ha aumentado significativamente, representando en 2008 cerca del 23% del total de la producción en Portugal continental, como se observa en la figura siguiente.

¹⁰⁰ Decreto Ley nº 68/2002, de 25 de marzo.

Figura 9.1.2 PRE — Contribución a la energía producida en el Sistema Eléctrico Nacional



Fuente: EDP SU

Figura 9.1.3 PRE — Contribución a la potencia instalada en el Sistema Eléctrico Nacional

Fuente: EDP SU

En Portugal, el comercializador de último recurso tiene la obligación de comprar toda la energía producida por la PRE.

Respecto a la cogeneración, cabe destacar la posibilidad que tienen estas instalaciones de vender al comercializador de último recurso toda la producción, también la que se destina al autoconsumo.

El precio de venta al comercializador de último recurso puede ser uno de los siguientes:

- Precio que resulta de la aplicación de las tarifas publicadas por el Gobierno.
- Precio que resulta de las propuestas presentadas a los concursos de asignación de puntos de interconexión para instalaciones de energía eólica y biomasa. En estos concursos el descuento sobre la tarifa publicada por el Gobierno es uno de los factores tenidos en cuenta. En el caso del concurso de energía eólica, el descuento ofrecido fue el criterio de decisión con ponderación más elevada.

Los precios actualmente vigentes publicados por el Gobierno se basan en una lógica de costes evitados, procurando cuantificar los costes que se han evitado en relación con la potencia (inversión en nuevas instalaciones), la energía (costes de combustible) y el medio ambiente (con una valoración de las emisiones de CO₂ evitadas). La retribución del productor depende de los siguientes factores:

- Periodo de entrega de la energía eléctrica a la red.

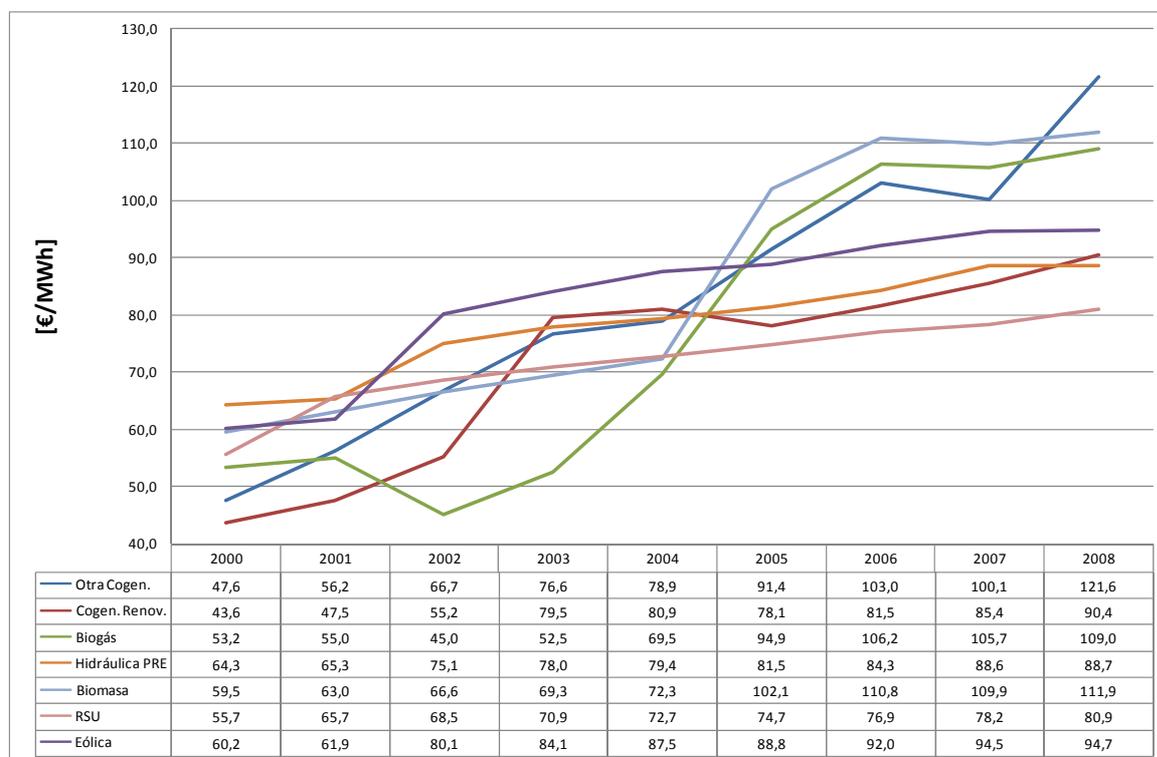
- Forma del diagrama de producción de energía eléctrica.
- Fuente de energía primaria utilizada.

En cuanto a la cogeneración, se han establecido cuatro tarifas para los siguientes tipos de instalación:

- Instalaciones cuya potencia de conexión sea inferior o igual a 10 MW y que no utilicen como combustible fuel o residuos.
- Instalaciones cuya potencia de conexión sea superior a 10 MW y que no utilicen como combustible fuel o residuos.
- Instalaciones que anualmente utilicen residuos como fuente de energía primaria en una proporción superior al 50%.
- Instalaciones cuyo combustible utilizado sea el fuelóleo.

En resumen, como no es posible indicar un precio por cada unidad de energía producida por el productor en régimen especial y vendida al comercializador de último recurso, dada la multiplicidad de factores de los cuales depende, se ilustra en la figura siguiente la evolución de los precios constatados para cada una de las tecnologías.

Figura 9.1.4 Evolución de los precios medios por tecnología



Fuente: EDP SU

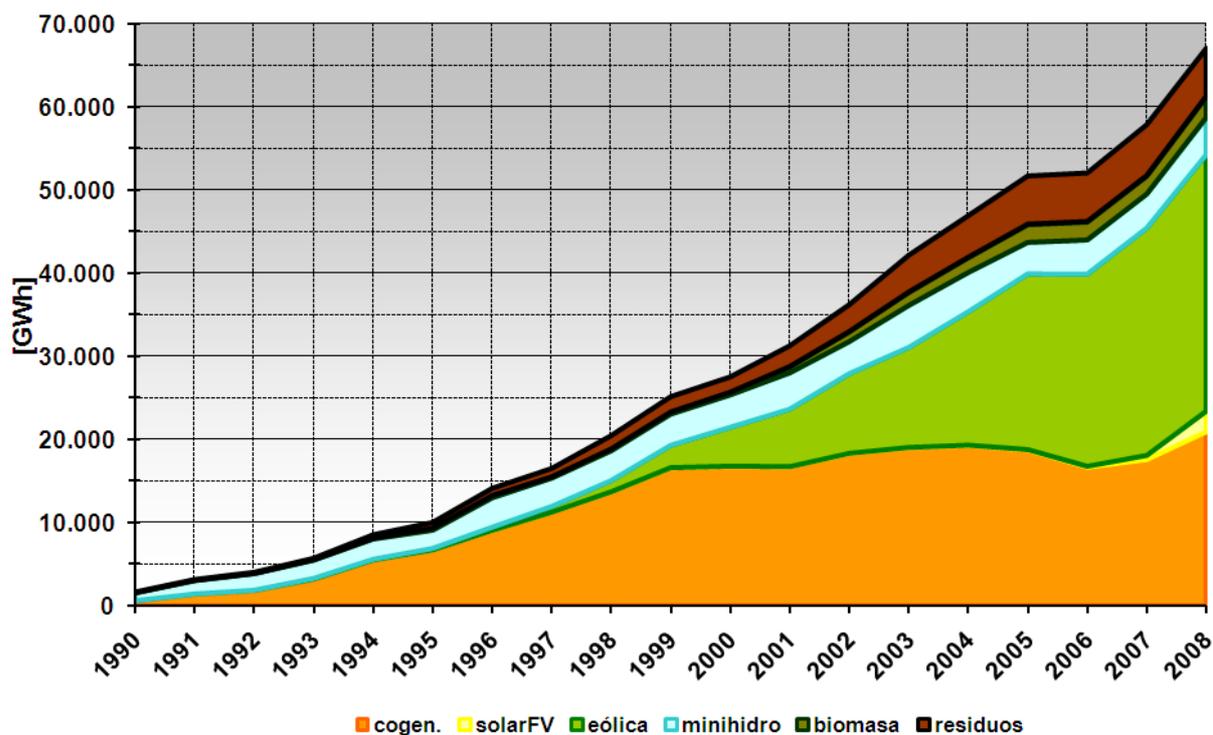
Cuando el comercializador de último recurso (EDP Serviço Universal) realiza ofertas de compras en el MIBEL, toma en consideración la energía que compra a la producción en régimen especial, es decir, esta producción se considera como carga negativa. De este modo, la producción en régimen especial no aparece explícitamente en el mercado, pero tiene influencia en el precio máximo de venta inferior o igual al precio mínimo de compra, ya que afecta al volumen de oferta de compra.

9.2 ESPAÑA

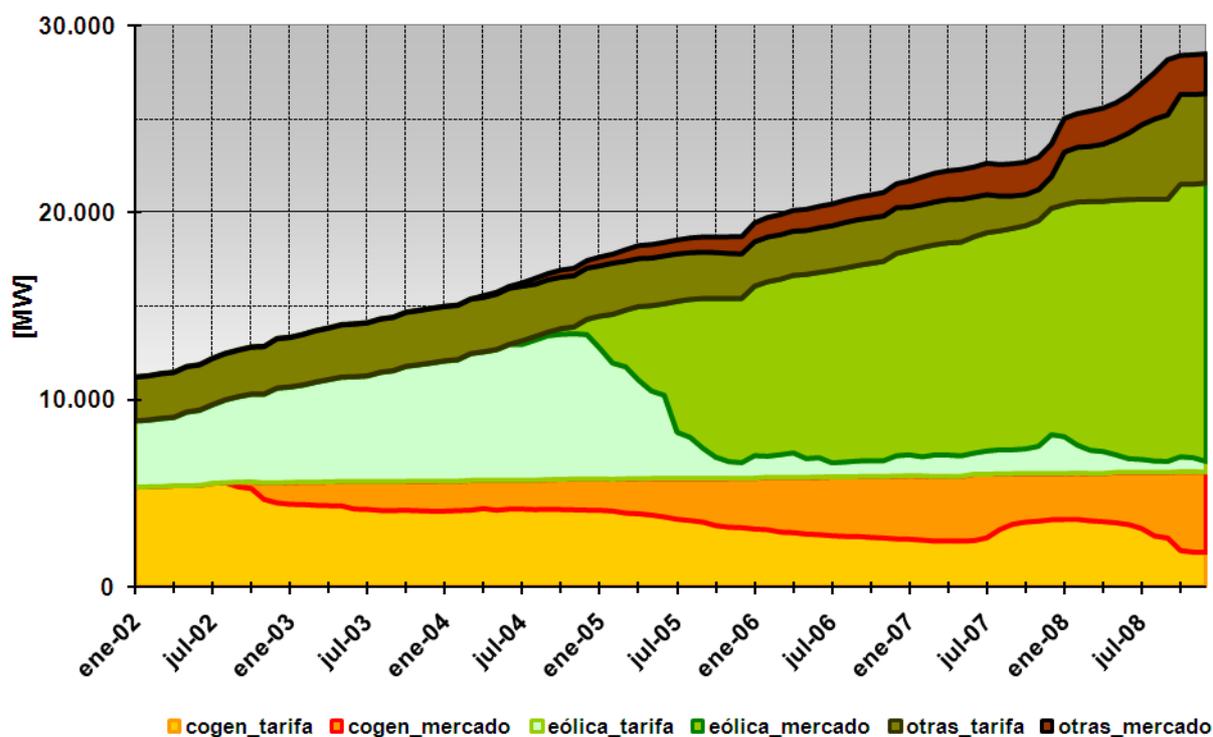
Incentivar la integración voluntaria en el mercado es uno de los cuatro criterios fundamentales (junto con alcanzar los objetivos de la planificación, minimizar la incertidumbre regulatoria y facilitar la operación del sistema) que el regulador sectorial español viene defendiendo desde hace ya varios años como principios inspiradores de la regulación jurídica y económica de la producción de electricidad en régimen especial.

La evolución del marco normativo español de la producción a partir de energías renovables y mediante cogeneración de alta eficiencia tiene desde hace años entre sus objetivos su progresiva incorporación al mercado. **La normativa** aplicable, que hasta 2002 sólo contemplaba incentivos de acceso al mercado para la cogeneración, **apuesta desde 2004 decididamente por la incorporación del régimen especial al sistema general de ofertas**. El pronunciado incremento de los precios de la energía en Europa en los años 2005 y 2006 supuso un vuelco en el traspaso de la generación eólica del esquema de tarifa al de mercado+incentivo, hasta el punto de que en la actualidad la potencia eólica aún adscrita a tarifa regulada prácticamente se circunscribe a parques de muy reducido tamaño o a los sistemas extrapeninsulares. Con todo, debe subrayarse que en esos últimos sistemas aislados la opción de mercado es asimilable a la entrega de programas de producción al despacho de costes regulados, con las mismas obligaciones y derechos que aplican a las instalaciones situadas en la Península (con la salvedad de aquellos requerimientos específicos, estrictamente técnicos, que la operación de estos sistemas requiere para la salvaguarda de la seguridad de suministro).

Queda no obstante un importante recorrido para esta política, pues el acceso al mercado de otras tecnologías es todavía modesto (en varias de las tecnologías renovables), e incluso en ocasiones no es contemplado aún por la regulación (como es el caso de la solar fotovoltaica).

Figura 9.2.1 España: Evolución de la producción en régimen especial en términos de energía

Por principales tipos de tecnología, años 1990 a 2007, en [GWh] - Fuente: CNE, base de datos SINCRO

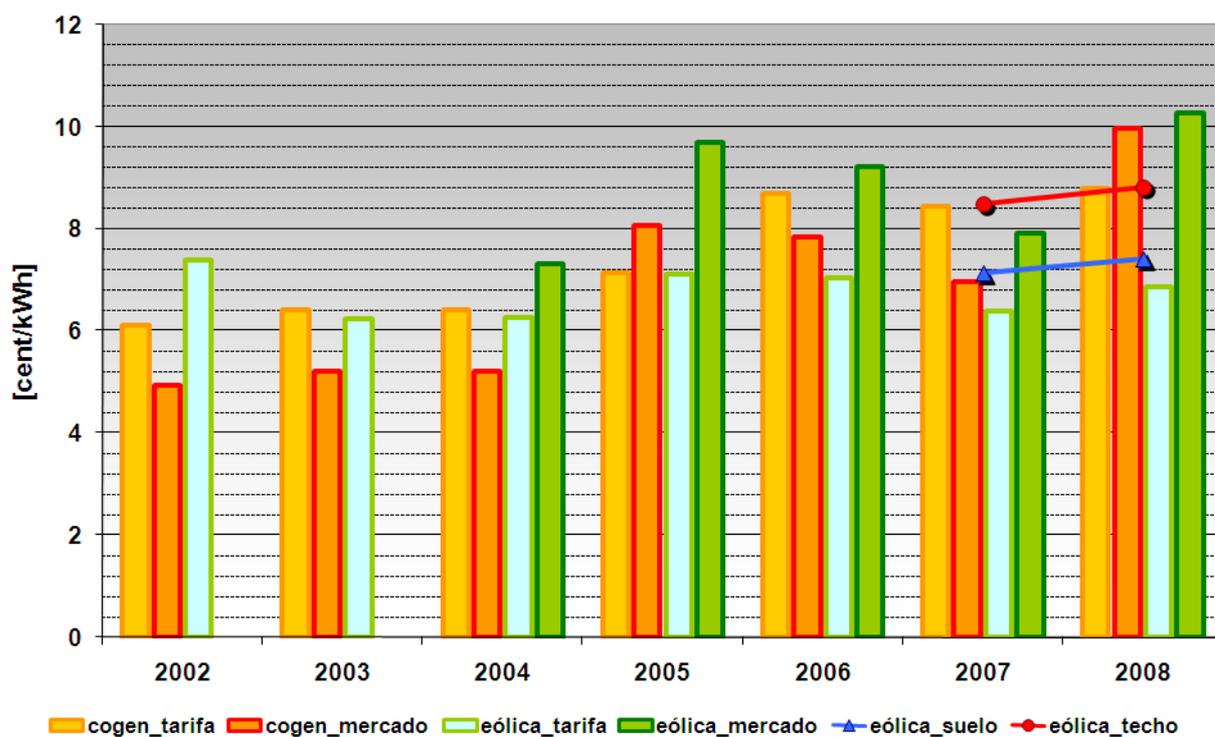
Figura 9.2.2 España: participación en el mercado en términos de capacidad instalada

Por principales tipos de tecnología, años 2002 a 2008, en [MW] - Fuente: CNE, base de datos SINCRO

Por otro lado, **es sumamente importante que el incentivo añadido al precio de mercado esté vinculado a dicho precio**; de otro modo, la combinación de (1) la deseable estabilidad del marco regulatorio con (2) la inevitable volatilidad del mercado (especialmente del de contado) ofrecerá antes o después coyunturas más o menos prolongadas de sobre- o sub-retribución en detrimento de los intereses ora de los consumidores (en el caso de darse precios elevados en el mercado), ora de los promotores (caso de precios deprimidos), e incrementando de forma no justificada la incertidumbre de los proyectos, con el consiguiente encarecimiento del coste de capital de un negocio por lo común muy apalancado.

Plenamente consciente de esta situación, la CNE ha defendido desde hace ya más de cinco años el establecimiento de un **esquema de techos y suelos** a la retribución total que permita un pacto de reparto de riesgos entre la sociedad y el productor en régimen especial; el vigente Real Decreto 661/2007 establece finalmente estos límites, pero de manera incompleta, sólo para las instalaciones que utilizan como energía primaria energías renovables distintas de la solar fotovoltaica y otras que apenas han alcanzado el estadio de explotación comercial (geotérmica, undimotriz, mareomotriz, oceanotérmica, etc.) — véase Figura 9.2.3.

Figura 9.2.3 España: retribución a tarifa (RD 436/2004) vs. retribución a mercado (precio medio de retribución total) – Techo y suelo para eólica (RD 661/2007)



Cogeneración y eólica (on-shore), años 2002 a 2008, en [cent/kWh] - Fuente: normativa y CNE, base de datos SINCRO

10 DERECHOS DE EMISIÓN DE DIÓXIDO DE CARBONO

La consideración que en el ámbito del MIBEL reciba el tratamiento de los derechos de emisión de dióxido de carbono vinculados a la producción de energía eléctrica debe estar alineada con la **nueva Directiva 2009/29/CE** del Parlamento y del Consejo, de 23 de abril de 2009, por la que se modifica la Directiva 2003/87/CE, para perfeccionar y ampliar el régimen comunitario de comercio de derechos de emisión de gases de efecto invernadero. Lo mismo sucede con el régimen jurídico aplicable al periodo en curso (2008 – 2012), es decir, cualquier solución para el MIBEL en este periodo tiene que estar en consonancia con las legislaciones nacionales, pero también con la Directiva europea, ya que los planes nacionales de concesión de licencias fueron aprobados por la Comisión Europea. En resumen, cualquier solución encontrada en el ámbito del MIBEL se encuentra muy limitada por otros regímenes que son difícilmente modificables.

Uno de los aspectos clave de dicha Directiva, elemento integrante del llamado “paquete verde” legislativo de la Comisión Europea, pasa por la **exclusión del sector eléctrico de la asignación gratuita de derechos de emisión en el periodo post-2012**, los cuales deberá adquirir **íntegramente mediante subasta**. Únicamente bajo condiciones severamente tasadas¹⁰¹, que no serían de aplicación a España ni a Portugal, se permitiría la progresiva introducción de subastas a partir de un esquema de libre asignación.

Esta decisión se basa en la capacidad reconocida al sector eléctrico de repercutir el sobrecoste introducido por la compra de derechos de emisión sin pérdida de competitividad significativa frente a posibles competidores extracomunitarios. En efecto, en el caso de sectores abiertos a la competencia internacional (no comunitaria), en los que el coste de los derechos no se traslada directamente al precio, se debe entender la gratuidad de la asignación como un modo de no afectar a la competitividad de las empresas a nivel internacional.

Cuadro 10.1 Directiva 2009/29/CE sobre Comercio de Derechos de Emisión de gases de efecto invernadero (extractos)

El Considerando decimonoveno especifica que:

“Por consiguiente, la venta completa en subasta debería ser la norma a partir de 2013 para el sector eléctrico, teniendo en cuenta su capacidad de repercutir el coste aumentado del CO₂ (...). Los generadores de electricidad pueden recibir derechos de emisión de forma gratuita por los sistemas urbanos de calefacción y refrigeración y por el calor y la refrigeración producidos mediante la cogeneración de alta eficiencia como se define en la Directiva 2004/8/CE, en caso de que ese tipo de calor generado por instalaciones de otros sectores recibiera derechos de emisión gratuitos, y ello para evitar distorsiones de la competencia.”

¹⁰¹ Se requiere la práctica ausencia de interconexión (como máximo a través de una sola línea de capacidad inferior a 400 MW), o bien una fuerte dependencia energética de un solo combustible (>30%) y un PIB per cápita inferior a la media de la Unión.

El nuevo Artículo 10 bis es tajante al respecto:

*“Antes del 31 de diciembre de 2010, la Comisión adoptará medidas de desarrollo a escala comunitaria, totalmente armonizadas, para la asignación de los derechos de emisión (...). **No se asignará ningún derecho de forma gratuita a la producción de electricidad, excepto en los casos cubiertos por el Artículo 10 quáter y en el caso de la electricidad producida con gases residuales.**”*

10.1 PORTUGAL

Con el objetivo de cumplir los compromisos asumidos, la política nacional para el cambio climático se basa en tres pilares principales:

- Programa Nacional para el Cambio Climático (PNAC, por sus siglas en portugués): programa gubernamental con medidas para diversos sectores cuyo objetivo es reducir las emisiones de gases de efecto invernadero.
- Participación en el Comercio Europeo de Derechos de Emisión de CO₂ (CELE, por sus siglas en portugués): asignación a un conjunto de instalaciones de límites individuales de emisión máxima¹⁰² (el tipo de instalación viene determinado por la Directiva comunitaria¹⁰³ transferida al ordenamiento jurídico nacional¹⁰⁴). Para ajustarse a estos límites, las instalaciones pueden adoptar medidas internas o recurrir a la compra de créditos a otras instalaciones o a través de proyectos dentro del ámbito de los mecanismos de Kioto.
- Inversión en mecanismos de flexibilidad del Protocolo de Kioto, con especial atención a los Mecanismos de Desarrollo Limpio (MDL). En este sentido, ya se creó el Fondo Portugués de Carbono¹⁰⁵ que será dotado, mediante los Presupuestos del Estado, de sumas de dinero que permitan estas inversiones¹⁰⁶.

La suma de las reducciones conseguidas, o de los créditos adquiridos, con estos tres instrumentos, constituye la garantía de que el país cumplirá los compromisos internacionales asumidos.

El Plan Nacional de Asignación de Derechos de Emisión a las instalaciones participantes en el CELE fue aprobado por la Resolución del Consejo de Ministros nº 1/2008.

¹⁰² Estos límites impuestos a todas las instalaciones se atribuyen en el Plan Nacional de Atribución de Licencias de Emisión (PNALE, por sus siglas en portugués) mediante orden conjunta de los Ministerios de Medioambiente, Ordenamiento del Territorio y Desarrollo Regional, y Economía e Innovación. El PNALE I (para el periodo 2005 - 2007) fue aprobado por la Resolución del Consejo de Ministros nº 53/2005, de 3 de marzo. El PNALE II (para el periodo 2008 - -2012) fue aprobado por la Resolución del Consejo de Ministros nº 1/2008, de 4 de enero.

¹⁰³ Directiva 2003/87/CE y Directiva 2004/101/CE (*linking*).

¹⁰⁴ Decreto Ley nº 233/2004, de 14 de diciembre, con las enmiendas introducidas por el Decreto Ley nº 243-A/2004, de 31 de diciembre, el Decreto Ley nº 230/2005, de 29 de diciembre y el Decreto Ley nº 72/2006, de 24 de marzo.

¹⁰⁵ Creado por el Decreto Ley nº 71/2006, de 24 de marzo.

¹⁰⁶ Dotaciones previstas en la Resolución del Consejo de Ministros nº 104/2006.

La estrategia de las empresas de gestión de los derechos de CO₂ depende del régimen en que se encuentra la central, siendo importante distinguir las siguientes situaciones para las centrales en Portugal que no estén incluidas en el régimen especial:

- Centrales de Turbogás y Tejo Energia, que siguen manteniendo un contrato de adquisición de energía (CAE) y son gestionadas por el agente comercial (REN Trading);
- Centrales de las regiones autónomas de las Azores y Madeira;
- Centrales bajo el régimen de costes de mantenimiento del equilibrio contractual (CMEC);
- Centrales en régimen de mercado (actualmente Termoeléctrica do Ribatejo y, en el futuro, las nuevas centrales termoeléctricas).

En cuanto a las centrales con CMEC, en el momento de cesión de los CAE se acordó que los consumidores pagarían los costes de CO₂. Finalmente, en lo que respecta a las centrales en régimen de mercado, la gestión del CO₂ se realiza también totalmente en régimen de mercado, y los agentes deberán definir su estrategia y reflejar el coste del CO₂ en el precio de la energía vendida de la forma que consideren más adecuada. Para las centrales de Turbogás, Tejo Energia y de las regiones autónomas de las Azores y Madeira, la ERSE ha aprobado un mecanismo de incentivos a la gestión eficiente de los derechos de emisión de CO₂.

10.2 ESPAÑA

La legislación española ha anticipado, en lo que atañe al sector eléctrico, los principios inspiradores de la Directiva mediante la siguiente normativa:

- Real Decreto Ley 3/2006, de 24 de febrero, en particular su Artículo dos (Consideración de los derechos de emisión de gases de efecto invernadero del Plan Nacional de Asignación 2005-2007).
- Orden ITC/3115/2007, de 15 de noviembre, por la que se regula, para el año 2006, la minoración de la retribución de la actividad de producción de energía eléctrica en el importe equivalente al valor de los derechos de emisión de gases de efecto invernadero asignados gratuitamente¹⁰⁷.
- Real Decreto-Ley 11/2007, de 7 de diciembre, por el que se detrae de la retribución de la actividad de producción de energía eléctrica el mayor ingreso derivado de la asignación

¹⁰⁷ A la fecha de redacción de este documento está pendiente de publicación la Orden ministerial que ha de concretar la minoración de los derechos correspondientes a 2007. Se prevé que el impacto económico sobre el sector sea considerablemente menor al experimentado en el ejercicio precedente, debido a la caída generalizada del precio de los derechos de emisión en 2007.

gratuita de derechos de emisión de gases de efecto invernadero (aplicable a los derechos de emisión vinculados al Plan Nacional de Asignación 2008-2012).

La motivación de estas disposiciones viene dada por la necesidad de evitar el impacto que el consumidor sufriría por la repercusión de los derechos de emisión asignados gratuitamente en el precio de la electricidad. Así, la cantidad por la que se minora la retribución de las instalaciones de producción es equivalente a los ingresos excedentarios (ingresos sobrevenidos o *windfall profits*) obtenidos por la internalización en las ofertas de venta del coste de los derechos de emisión asignados gratuitamente.

Para el año 2006 se ha tomado como referencia la media del precio al contado para cada uno de los días en el periodo considerado de la tonelada equivalente de CO₂ en el mercado gestionado por Powernext, S.A. Este mercado fue elegido por ser el de mayor volumen de transacciones a corto plazo en el entorno. Si bien el mayor peso de las operaciones realizadas a nivel global y continental corresponden al mercado OTC y a la contratación a plazo, se ha asumido que el derecho gratuito supone para las empresas un ingreso *fijo*, que pueden tratar de maximizar enajenando los derechos en las bolsas de corto plazo.

Por otra parte, el ahora en aplicación Plan Nacional de Asignación de derechos de emisión 2008-2012 fue aprobado mediante el Real Decreto 1370/2006, de 24 de noviembre¹⁰⁸,

¹⁰⁸ Este Real Decreto ha sido objeto de sendas modificaciones por los Reales Decretos 1030/2007 y 1402/2007, de 20 de julio y 29 de octubre, respectivamente.

11 COORDINACIÓN DE INDISPONIBILIDADES

11.1 PORTUGAL

Las disposiciones relativas a la coordinación de indisponibilidades en Portugal están contenidas en las siguientes normas, ambas aprobadas por la ERSE:

- Reglamento de Operación de Redes
 - Cap. VI – Coordinación de indisponibilidades
- Manual de Procedimientos del Gestor del Sistema
 - Cap. 6 – Indisponibilidades de la red de transporte
 - Cap. 7 – Indisponibilidades de las unidades de producción

La coordinación de indisponibilidades tiene como propósito garantizar que la indisponibilidad de los elementos de red o de las instalaciones de producción de electricidad, motivada por razones de mantenimiento, no ponga en riesgo la cobertura de la demanda o la existencia de reservas de regulación necesarias para el buen funcionamiento y operación del sistema eléctrico, contribuyendo de esta forma a la seguridad y calidad en el abastecimiento de los consumos.

La coordinación de las indisponibilidades se basa en dos fases de coordinación y actualización de indisponibilidades:

- Plan anual de indisponibilidades del Sistema Eléctrico Nacional (SEN);
- Plan semanal de indisponibilidades.

PLAN ANUAL DE INDISPONIBILIDADES DEL SEN

El Plan anual de indisponibilidades del SEN lo elabora el Gestor del sistema e incluye las indisponibilidades de los siguientes elementos:

- Grupos generadores de productores en régimen ordinario;
- Grupos generadores de productores en régimen especial (si la potencia indisponible es superior a 10 MVA);
- Elementos de la Red Nacional de Transporte (RNT);

- Líneas de interconexión internacional con la red eléctrica española;
- Líneas de interconexión entre RNT y la red de distribución en media y alta tensión (MT y AT).

En el ámbito de coordinación del Plan anual de indisponibilidades del SEN, el gestor del sistema debe respetar los criterios siguientes:

- Las indisponibilidades de los grupos generadores deben programarse, garantizando la seguridad en el abastecimiento y teniendo en cuenta diferentes situaciones en cuanto a regímenes de hidráulicidad, regímenes de eolicidad, consumos y precios de combustibles.
- Las indisponibilidades de los elementos de la RNT deben condicionar lo menos posible la capacidad de producción de los grupos generadores y el abastecimiento del consumo.
- Las indisponibilidades de los elementos de la RNT no deben implicar cargas adicionales o regímenes de explotación fuera de los límites normales de frecuencia o tensión, ni siquiera tras la pérdida de un elemento (criterio de seguridad N-1).
- El gestor del sistema debe supervisar la cota de los grandes embalses y, si es necesario, en caso de que la garantía de suministro se ponga en entredicho, modificar los planes de indisponibilidades de las instalaciones de producción.

PLAN SEMANAL DE INDISPONIBILIDADES

El Plan semanal de indisponibilidades incorpora las alteraciones del Plan anual de indisponibilidades y las nuevas indisponibilidades no previstas.

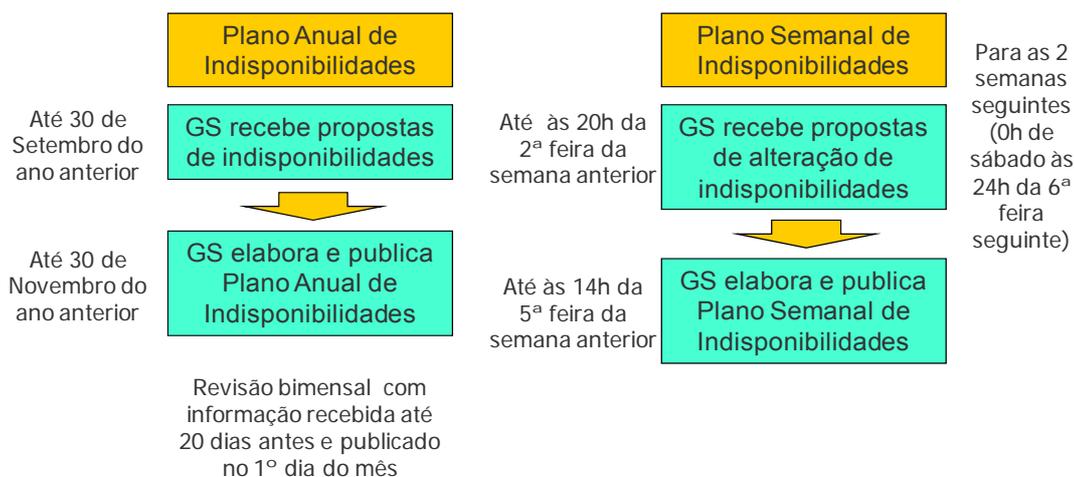
En el ejercicio de sus competencias al establecer y coordinar el Plan semanal de indisponibilidades, el Gestor del sistema puede modificar los planes de indisponibilidades de las instalaciones de producción de electricidad, si la garantía de abastecimiento se pone en entredicho, y debe establecer contactos con los operadores de las redes interconectadas para coordinar las indisponibilidades entre sistemas, prestando atención a las indisponibilidades de:

- Elementos de la red eléctrica española;
- Aprovechamientos hidroeléctricos aguas arriba de los aprovechamientos nacionales.

PROGRAMACIÓN DE LOS PLANES DE INDISPONIBILIDADES

La programación de los planes de indisponibilidades se realiza de acuerdo con el esquema mostrado en la figura siguiente.

Figura 11.1.1 Programación de los planes de indisponibilidades



Fuente: REN y ERSE

Siempre que sea necesario, los planes deben actualizarse y se seguirán los procedimientos descritos a continuación:

- El Gestor del Sistema debe recibir, antes del día 15 de cada mes, la mejor previsión de indisponibilidades de las unidades de producción con un horizonte de 1 año civil móvil. En el primer día útil de cada mes, el Gestor del Sistema actualiza y publica el plan de indisponibilidades de las unidades de producción;
- Las indisponibilidades que surjan en un plazo inferior al del Plan semanal serán tratadas como indisponibilidades de corto plazo.

ANÁLISIS DIARIO DE SEGURIDAD

El Gestor del Sistema realiza diariamente un análisis de seguridad para el día siguiente sobre situaciones que reflejen el estado de la red, el consumo y el perfil de generación previstos.

Basándose en este análisis, el Gestor del Sistema decidirá qué indisponibilidades de corto plazo son viables y cuáles no.

Las indisponibilidades autorizadas proseguirán sus trabajos, a menos que pongan en entredicho la seguridad del sistema y el Gestor del Sistema decida que éstos deben cesar.

El Gestor del Sistema pondrá diariamente a disposición de todos los agentes, hasta las 8:00, una lista de los trabajos en la red de transporte, diferenciando el tipo de indisponibilidad:

- Programación anual, semanal o a corto plazo;

- Fechas de inicio y fin;
- Entidad responsable de los trabajos.

DIVULGACIÓN DE INFORMACIÓN

REN ofrece en su página web una sección dedicada a la divulgación de información (Electricidad> Centro de información) donde puede encontrarse un conjunto diverso de información, relacionada, entre otros temas, con los aspectos técnicos, de explotación y del mercado en Portugal.

En el contexto de la coordinación y existencia de indisponibilidades de las instalaciones de producción de electricidad o elementos de red, se incluyen en las figuras siguientes ejemplos de la información ofrecida por el Gestor del Sistema en su página web.

Figura 11.1.2 Plan anual de mantenimiento programado de las instalaciones de producción de electricidad

Central	Grupo	Data Inicial	Data Final	Potência Disponível MW
Carregado	5	18-10-2008 0:00	18-11-2008 0:00	0
Setubal	2	02-02-2008 0:00	11-03-2008 0:00	0
Sines	3	15-03-2008 0:00	10-07-2008 0:00	0
Sines	4	15-03-2008 0:00	05-07-2008 0:00	0
Pego	1	03-05-2008 0:00	12-05-2008 0:00	0
Pego	2	24-05-2008 0:00	30-05-2008 0:00	0
T.Outeiro C.C.	1	17-05-2008 0:00	23-05-2008 0:00	0
T.Outeiro C.C.	2	29-03-2008 0:00	04-04-2008 0:00	0
T.Outeiro C.C.	3	16-02-2008 0:00	20-03-2008 0:00	0
Ribatejo	2	09-02-2008 0:00	15-02-2008 0:00	0
Ribatejo	2	07-06-2008 0:00	13-06-2008 0:00	0
Ribatejo	2	29-11-2008 0:00	07-12-2008 0:00	0
Ribatejo	3	25-10-2008 0:00	01-12-2008 0:00	0
Central	Grupo	Data Inicial	Data Final	Potência Disponível MW
Alto Lindoso	0	04-08-2008 8:00	25-08-2008 8:00	315
Alto Lindoso	0	05-09-2008 17:00	26-09-2008 17:00	315
Alto Lindoso	0	25-08-2008 8:00	05-09-2008 17:00	0
Touvedo	0	25-08-2008 8:00	12-09-2008 17:00	0
V.Nova II(Frades)	0	05-05-2008 8:00	16-05-2008 17:00	96
V.Nova II(Frades)	0	19-05-2008 8:00	30-05-2008 17:00	96
Salamonde	0	19-05-2008 8:00	27-06-2008 17:00	0
Miranda	0	01-07-2008 8:00	31-10-2008 17:00	0
Miranda	0	01-07-2008 8:00	31-10-2008 17:00	0
Picote	0	01-07-2008 8:00	31-10-2008 17:00	0
Bemposta	0	25-08-2008 8:00	26-09-2008 17:00	160
Pocinho	0	12-05-2008 8:00	20-06-2008 17:00	124
Valeira	0	26-05-2008 8:00	27-06-2008 17:00	160
Regua	0	28-07-2008 8:00	10-10-2008 17:00	120
Carrapatelo	0	02-06-2008 8:00	04-07-2008 17:00	134
Crestuma	0	01-09-2008 8:00	03-10-2008 17:00	78
Agueira	0	05-05-2008 9:00	23-05-2008 17:00	224
Agueira	0	26-05-2008 9:00	30-05-2008 17:00	224
Raiva	0	09-06-2008 9:00	27-06-2008 17:00	12
Cabril	0	07-04-2008 8:00	19-12-2008 16:00	54
Bouca	0	21-04-2008 8:00	28-11-2008 16:00	22
Castelo Bode	0	14-01-2008 8:00	08-02-2008 16:00	106
Castelo Bode	0	11-02-2008 8:00	29-02-2008 16:00	106
Castelo Bode	0	30-06-2008 8:00	18-07-2008 16:00	106
Castelo Bode	0	03-03-2008 8:00	21-03-2008 16:00	106
Fratel	0	26-05-2008 8:00	20-06-2008 16:00	88
Alqueva	0	31-03-2008 9:00	09-05-2008 17:00	120
Alqueva	0	18-02-2008 9:00	29-03-2008 17:00	120

Fuente: REN

Figura 11.1.3 Indisponibilidades de la red de transporte en el primer trimestre de 2008

Identificação	Classificação	Estado	Data Inicio Prevista	Data Fim Prevista	Data Inicio Efectiva	Data Fim Efectiva
P LCLEJ2 PCCL	Plano	CONFIRMADA	24-03-2007 16:00	05-01-2008 17:00	24-03-2007 13:03	05-01-2008 16:40
P LCLTR PCCL	Plano	CONFIRMADA	24-03-2007 16:00	05-01-2008 17:00	24-03-2007 13:03	05-01-2008 13:36
LCCLC PCCL	Plano	CONFIRMADA	15-04-2007 18:00	07-03-2008 8:00	15-04-2007 11:43	
LVGCL3 PCCL	Plano	CONFIRMADA	15-04-2007 18:00	21-05-2008 17:00	15-04-2007 11:54	
LVGVM	Plano	CONFIRMADA	22-10-2007 11:00	31-03-2008 18:00	22-10-2007 11:03	
B 2-N 220 SVG	Plano	CONFIRMADA	29-11-2007 8:00	31-03-2008 18:00	29-11-2007 14:53	
IB N 220 SVG	Plano	CONFIRMADA	29-11-2007 8:00	30-07-2008 18:30	29-11-2007 14:53	
LCCLC	Plano	CONFIRMADA	05-01-2008 8:00	05-01-2008 17:00	05-01-2008 8:14	05-01-2008 16:10
LEJTR	Plano	CONFIRMADA	05-01-2008 8:00	05-01-2008 17:00	05-01-2008 8:14	05-01-2008 13:36
LCLEJ2 SEJ	Plano	CONFIRMADA	05-01-2008 17:00	16-02-2008 8:00	05-01-2008 16:10	16-02-2008 8:19
LCCLC PCCL	Plano	CONFIRMADA	05-01-2008 17:00	16-02-2008 8:00	05-01-2008 16:10	16-02-2008 8:19
LPMSN2	Plano	CONFIRMADA	07-01-2008 8:00	01-02-2008 18:00	07-01-2008 8:21	01-02-2008 17:14
LSILZNT	Plano	CONFIRMADA	14-01-2008 8:00	16-01-2008 16:00	14-01-2008 8:16	16-01-2008 16:29
LSIPO	Plano	CONFIRMADA	14-01-2008 8:00	18-01-2008 17:00	14-01-2008 8:19	15-01-2008 15:56
MOD 101 PCSI	Plano	CONFIRMADA	14-01-2008 8:00	18-01-2008 17:00	14-01-2008 8:19	15-01-2008 15:56
BC 2 SSB	Plano	CONFIRMADA	14-01-2008 8:00	21-01-2008 17:00	14-01-2008 8:55	18-01-2008 15:49
BC 1 SSB	Plano	CONFIRMADA	21-01-2008 8:00	25-01-2008 17:00	21-01-2008 8:00	23-01-2008 16:39
IB 220 PCCL	Plano	CONFIRMADA	25-01-2008 8:00	14-03-2008 17:00	25-01-2008 8:30	
LCCLVG	Plano	CONFIRMADA	30-01-2008 6:30	30-01-2008 11:00	30-01-2008 8:01	30-01-2008 10:12
LTNET	Plano	CONFIRMADA	07-02-2008 9:00	29-02-2008 17:00	07-02-2008 9:05	
LCLEJ2	Plano	CONFIRMADA	16-02-2008 8:00	16-02-2008 14:00	16-02-2008 8:19	16-02-2008 12:36
LCCLC	Plano	CONFIRMADA	16-02-2008 8:00	16-02-2008 17:00	16-02-2008 8:19	16-02-2008 13:52
LTGCN/EJ	Plano	CONFIRMADA	16-02-2008 17:30	23-02-2008 19:00	16-02-2008 17:52	23-02-2008 18:55
BC 1 SFN	Plano	CONFIRMADA	25-02-2008 8:00	25-02-2008 17:00	25-02-2008 9:55	25-02-2008 16:50
LCLEJ1	Plano	CONFIRMADA	25-02-2008 9:30	28-03-2008 17:00	25-02-2008 8:54	
BC 1 SFN	Plano	CONFIRMADA	26-02-2008 8:00	26-02-2008 17:00	26-02-2008 8:06	26-02-2008 16:30
BC 1 SFN	Plano	CONFIRMADA	27-02-2008 8:00	27-02-2008 17:00	27-02-2008 8:09	27-02-2008 16:39
BC 1 SFN	Plano	CONFIRMADA	28-02-2008 8:00	28-02-2008 17:00	28-02-2008 8:15	28-02-2008 11:09
BC 1 SFN	Plano	CONFIRMADA	29-02-2008 8:00	29-02-2008 17:00		
LPMSB2	Plano	PEDIDA	03-03-2008 8:00	03-03-2008 17:00		
LPOTN2	Plano	CONFIRMADA	03-03-2008 8:00	28-03-2008 17:00		
B1/B2 400 SLV	Plano	CONFIRMADA	03-03-2008 9:00	03-03-2008 12:00		
LRLV	Plano	CONFIRMADA	03-03-2008 9:00	03-03-2008 12:00		
MOD 42 SLV	Plano	CONFIRMADA	03-03-2008 9:00	03-03-2008 12:00		
B1 400 SLV	Plano	CONFIRMADA	03-03-2008 12:00	20-03-2008 18:00		
LPMSB2	Plano	PEDIDA	04-03-2008 8:00	04-03-2008 17:00		
LPMSB2	Plano	PEDIDA	05-03-2008 8:00	05-03-2008 17:00		
LPMSB2	Plano	PEDIDA	06-03-2008 8:00	06-03-2008 17:00		
LPMSB2	Plano	PEDIDA	07-03-2008 8:00	07-03-2008 17:00		

Fuente: REN

Figura 11.1.4 Información contenida en el informe diario de explotación

REN

Home PT | Publicações ▾ | Informação Técnica ▾ | Informação Exploração ▾ | Informação M...

Centro De Informação > Home PT > Informação Exploração > Relato Diário

Relato Diário da Exploração do Sistema Eléctrico Nacional

Data para análise: 28-02-2008 [Executar >>]

Incidentes

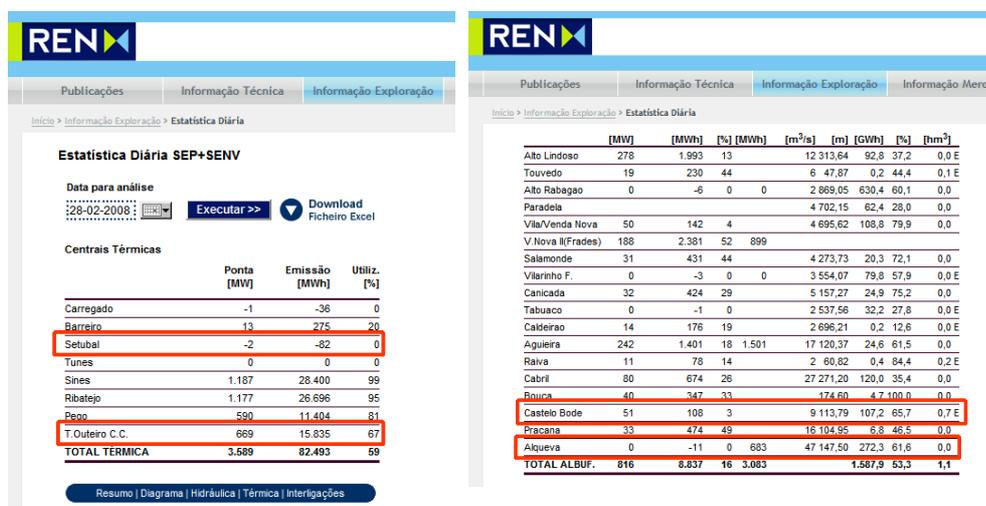
- Às 10.15 (10.43) disparo do Gr.2 da CFD.

Indisponibilidades

- Das 08.09 às 16.37 o Autotransformador 0 de 220/150 kV da SVM.
- Das 08.15 às 11.09 a Bateria de Condensadores 1 da SFN.
- Das 10.30 às 16.23 o Disjuntor Interbarras de 220 kV da SZR.
- Às 15.40 terminou a do Gr 2 da CCB, iniciada no dia 11/Fev. p.p..
- Às 15.40 terminou a da LCBZR2, iniciada no dia 11/Fev. p.p..
- Das 16.25 às 18.23 a LCGCH/SV.
- Às 18.23 o Troço da LCGCH/SV para a SSV.

Fuente: REN

Figura 11.1.5 Información contenida en la estadística diaria



Fuente: REN

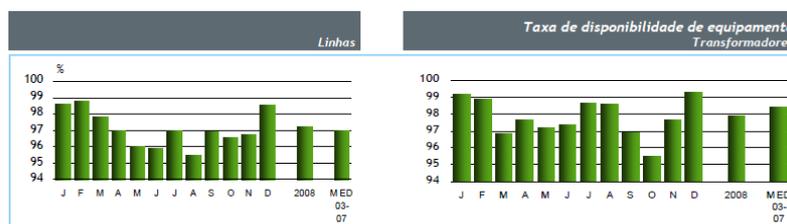
Además de la información de carácter diario, se publica un conjunto de información de carácter periódico más ampliada, donde se incluye una “Información mensual del sistema de producción de electricidad” que, además de los principales indicadores, consumo, repartición de la producción y calidad del servicio, contiene información sobre el equipamiento de producción y transporte, principalmente de las indisponibilidades ocurridas.

Figura 11.1.6 Producción, tasa de disponibilidad y utilización del parque térmico (diciembre 2008)

PRODUÇÃO TÉRMICA				
	Dez	Var.	2008	Var.
PRODUÇÃO [GWh]	2 034	-23%	23 797	2%
Carvão	1 085	-14%	10 423	-11%
Fuelóleo	292	-25%	801	-37%
Gás Natural	657	-33%	12 573	20%
Gasóleo	0	-	0	-
Disponibilidade [%]	98%	5%	93%	2%
Carvão	94%	-4%	87%	6%
Fuelóleo	100%	2%	98%	-1%
Gás Natural	100%	12%	95%	1%
Utilização Potência Disponível [%]	49%	-18%	51%	-1%
Carvão	87%	-11%	77%	-16%
Fuelóleo	23%	-8%	5%	-3%
Gás Natural	37%	-26%	63%	10%

Fuente: REN

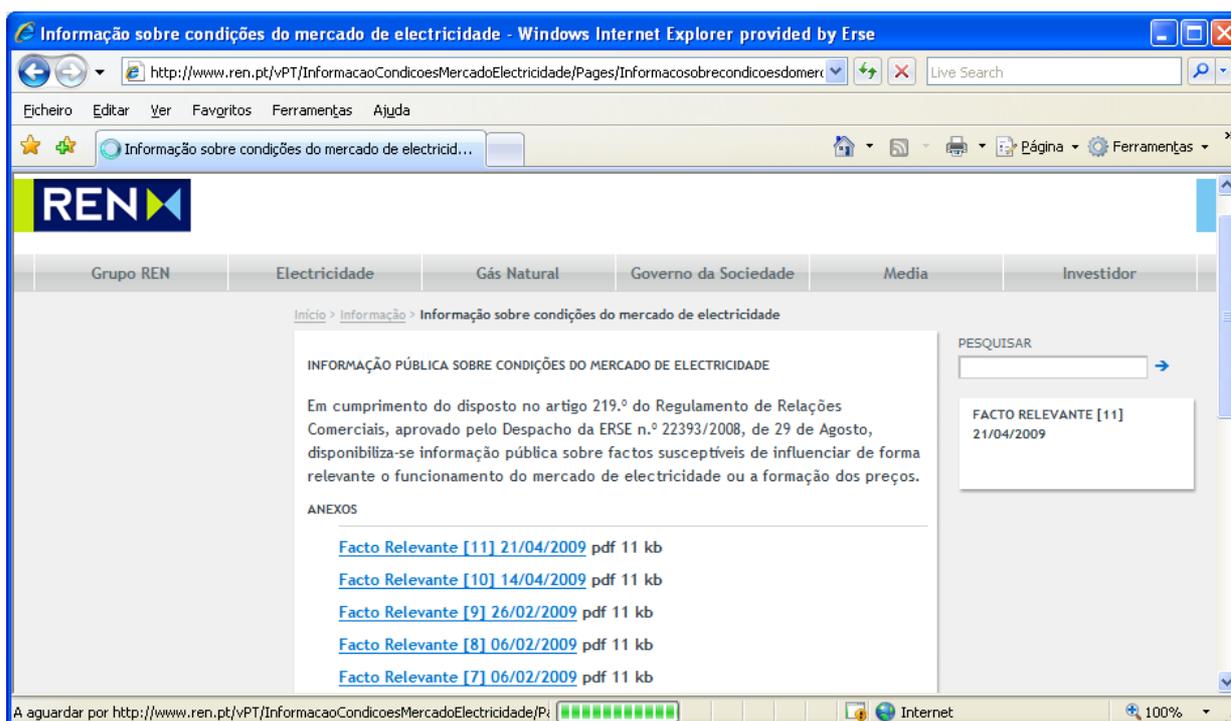
Figura 11.1.7 Tasa de disponibilidad de los elementos de la red de transporte



Fuente: REN

Además de esta información de carácter periódico, el Gestor del Sistema, en el ámbito de su función de liquidación, divulga en el apartado “Información sobre condiciones del mercado de electricidad” información proporcionada por los agentes de mercado que sean miembros de mercados organizados, o que hayan suscrito contratos bilaterales, relativa a todos los hechos susceptibles de influir de forma relevante sobre el funcionamiento del mercado o en la fijación de precios.

Figura 11.1.8 Información sobre condiciones del mercado de electricidad



Fuente: REN

Además de los mencionados planes de indisponibilidades de las instalaciones de producción de energía eléctrica, o de las indisponibilidades no previstas, esta información engloba otros aspectos que pueden implicar restricciones no previstas en la participación de los productores de energía eléctrica en el mercado, principalmente las derivadas de la interrupción, constatada o inminente, de los abastecimientos de energía primaria o del descenso de los niveles de las reservas de las centrales hidroeléctricas.

La comunicación de estos aspectos al operador de la red de transporte debe ser inmediata, y su divulgación debe efectuarse de forma rápida y no discriminatoria

11.2 ESPAÑA

La necesaria *coordinación* en materia de planificación, comunicación y publicación de indisponibilidades del parque productor entre el Operador del Sistema (OS) y los titulares de las unidades de producción se desarrolla a través de varios Procedimientos de Operación (POs), aprobados por Resolución de la Secretaría General de Energía, entre ellos:

- PO 2.5, Planes de mantenimiento de las unidades de producción
- PO 3.6, Comunicación y tratamiento de las indisponibilidades de las unidades de producción

De acuerdo con el esquema regulatorio planteado, el desarrollo de las labores de coordinación lideradas por el OS es como sigue:

El PO 2.5 tiene por objeto que el OS disponga permanentemente y con suficiente antelación de toda la información actualizada acerca de la previsión de indisponibilidades, ya sean debidas a trabajos de mantenimiento o cualesquiera otras causas, de las unidades de producción sometidas al sistema de ofertas, tanto del régimen ordinario como del especial, así como de aquellas unidades sujetas a contratación bilateral que les eximan de la obligación de ofertar.

Los titulares (o representantes) de dichas unidades quedan obligados a remitir su mejor previsión el día 15 de cada mes, con horizonte anual móvil y al menos el siguiente contenido: identificación del grupo o central, alcance y naturaleza de la causa de la indisponibilidad, fechas de comienzo y fin de la misma y potencia afectada. Estos datos son compilados por el OS en un documento de planificación en los primeros 10 días de cada mes. Las fechas libremente comunicadas por los agentes serán mantenidas por el OS siempre que no se vea comprometida la seguridad del sistema, en cuyo caso el OS *propondría* los cambios oportunos.

La planificación se realiza por lo tanto en base anual móvil, y es objeto de revisiones trimestrales, mensuales y semanales, sujetas a actualizaciones diarias hasta el día previo a la programación.

El PO 3.6 establece una serie de criterios y definiciones que explicitan de forma detallada qué, cómo y cuándo se comunican las circunstancias relacionadas con las indisponibilidades de la generación, atribuye distintas responsabilidades a los distintos agentes en cada etapa del proceso y determina el procedimiento de actuación a seguir de cara a realizar la programación y, en su caso, la asignación de regulación terciaria o la gestión de desvíos.

DIVULGACIÓN DE INFORMACIÓN

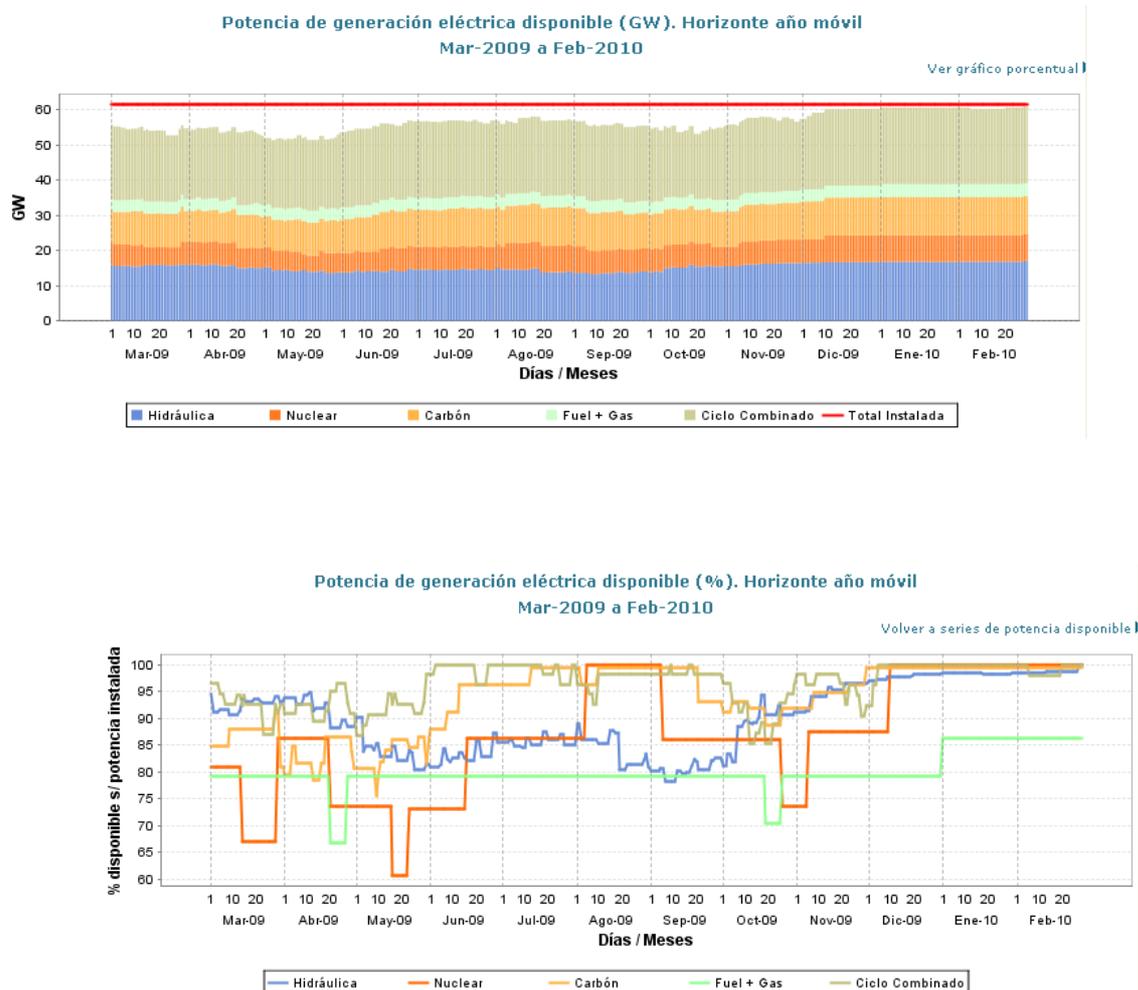
La potencia de generación disponible e indisponible es parte relevante de la información que de forma cotidiana el OS pone a disposición de los agentes y del público en general en su página de Internet <http://www.esios.ree.es/web-publica/>, en particular en el apartado > [Publicaciones OS](#) >> [Indisponibilidades de generación](#) >> [Potencia disponible](#). Bajo “Indisponibilidades de generación” es posible consultar para cada día y con detalle horario, la potencia indisponible tanto en el programa base de funcionamiento (hasta el día D) como al cierre (hasta el día D-1). Bajo potencia disponible es posible visualizar este dato, por tecnologías, tanto en [GW] totales como en [%] disponible sobre potencia instalada, para los siguientes horizontes temporales, con los alcances y actualizaciones especificadas:

- Semanal: hasta la semana S+4; actualización diaria al cierre del D-1.
- Mensual: hasta el mes M+3; actualización diaria al cierre del D-1.
- Trimestral: hasta el trimestre Q+1; actualización diaria al cierre del D-1.
- Año móvil: hasta el año móvil que se inicia en el mes M; actualización mensual, antes del día 25 del mes M-1.

siendo D, S, M y Q, el día, la semana, el mes y el trimestre actuales. En los horizontes semanal, mensual y trimestral, la potencia disponible se propaga hasta el final del horizonte con la última comunicación de disponibilidad efectuada por los sujetos de mercado para cada unidad, y tiene en cuenta todas las indisponibilidades. El horizonte año móvil muestra la disponibilidad en función del plan anual de mantenimiento del equipo generador previsto para los doce meses siguientes.

Las dos gráficas siguientes muestran sendos ejemplos de los datos de potencia disponible facilitados para el caso del horizonte de año móvil, tanto en términos de [GW] como de [%] por tecnología:

Figura 11.2.1 Potencia disponible por año móvil



Fuente: e-sios

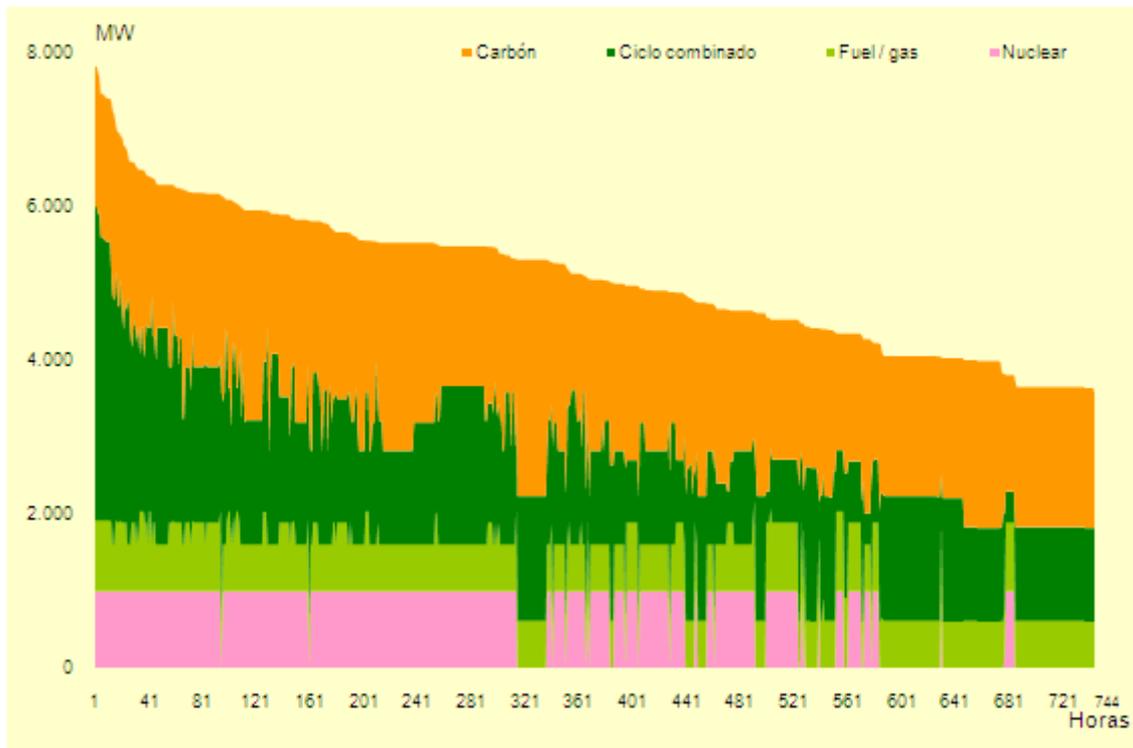
Junto con los datos sometidos a actualización continua que aparecen en el e-sios, el OS incluye en los boletines mensuales que publica en su web información detallada sobre aspectos tales como la evolución del producible hidroeléctrico con detalle diario, la composición de las reservas por cuencas y su evolución, distinguiendo el carácter anual o plurianual de los embalses asociados, la evolución de la indisponibilidad térmica media mensual y acumulada con carácter anual por tecnología y categoría (programada, en fallo o permanente), así como el cuadro de potencia máxima indisponible, la monótona mensual de indisponibilidad del equipo térmico, la comparación de los valores de indisponibilidad diaria frente a la demanda en barras de central, etc.

Figura 11.2.2 Comportamiento del equipo térmico

	DICIEMBRE 08			ACUMULADO AÑO		
	Disponibilidad (%)	Indisponibilidad (%)		Disponibilidad (%)	Indisponibilidad (%)	
		Programada	Fallo		Programada	Fallo
Nuclear	91,0	9,0	0,0	88,5	3,6	7,9
Carbón	80,7	10,3	9,1	78,9	14,0	7,2
Fuel / gas	83,2	7,2	9,6	80,6	5,4	14,0
Ciclo combinado	92,5	0,0	7,5	92,7	2,5	4,8
Total	88,4	4,8	6,8	87,3	5,8	6,8

2008 (diciembre y acumulado anual), en [%]; Fuente: REE

Figura 11.2.3 Curva monótona de indisponibilidad del equipo térmico



diciembre de 2008, en [MW]; Fuente: REE

Cuadro 11.1 Comunicación de las indisponibilidades de la red de transporte en España

El Procedimiento de Operación (PO) 3.4 , “Programación del mantenimiento de la red de transporte” describe los flujos de información y los procesos necesarios para la elaboración de los planes de mantenimiento de la red de transporte en los horizontes anual, bimestral, semanal y de corto plazo, con objeto de compatibilizarlos con el mantenimiento de las unidades de producción, minimizar la incidencia de las restricciones técnicas y mantener los más altos niveles de seguridad y calidad en el abastecimiento de la demanda.

El plan anual de descargos es elaborado antes de cada 15 de diciembre con información relativa a las indisponibilidades programadas del año siguiente y las previsiones de mantenimiento ya presupuestadas en firme para los dos años siguientes. Este plan anual es comunicado a todos los sujetos afectados y está sujeto a actualizaciones bimestrales. El operador del sistema y gestor de la red de transporte (OS) elabora asimismo antes de las 14 horas de cada jueves un plan semanal de descargos, con un horizonte que cubre las dos semanas siguientes. Sólo se gestionarán en el corto plazo (menor que el semanal) aquellas indisponibilidades cuyas características (descritas en el propio PO) así lo requieran. Esta norma enumera asimismo los criterios seguidos para la autorización de los descargos, así como los datos que los agentes propietarios o directamente conectados a redes de transporte deben facilitar en los sucesivos intercambios de información.

Por lo que respecta a las Indisponibilidades sobrevenidas, siempre que se produce un incidente en la red de transporte que suponga pérdida de mercado (es decir, desabastecimiento de la demanda), la CNE es informada directamente de los detalles del mismo por el Centro de Control del OS a las pocas horas.

Todas las indisponibilidades (programadas y sobrevenidas) son tenidas en cuenta, de forma agregada (por compañía y año) para el cálculo del incentivo global a la disponibilidad, que puede suponer hasta un $\pm 2\%$ de los ingresos anuales en concepto de retribución por costes de inversión de la actividad de transporte; esta información se ve reflejada en los informes de tarifas elaborados por la CNE. Estos datos son auditados por un tercero independiente. Varios meses tras el cierre del ejercicio, el OS proporciona asimismo a la CNE un informe completo con la tasa de disponibilidad observada, programada o sobrevenida, detallada de forma individual por cada elemento de la red de transporte.

La información más arriba descrita es objeto de difusión restringida (sujetos afectados, organismos reguladores y administraciones competentes) por revestir un carácter sensible para la operación del sistema y la seguridad del suministro.

12 SUPERVISIÓN DE LOS MERCADOS

La implantación del MIBEL experimentó el 1 de julio de 2007 un paso decisivo, con la integración de la generalidad de los agentes portugueses en el ámbito de actuación del mercado diario, instrumento previsto en el acuerdo entre Portugal y España para la creación del mencionado Mercado ibérico de electricidad.

El Convenio de Santiago de Compostela, de 1 de octubre de 2004, estableció que la supervisión de los mercados definidos en el MIBEL fuese realizada por las entidades de supervisión del país donde se constituyeron, de acuerdo con la legislación de cada país en esta materia. Asimismo, determina que las entidades de supervisión de los mercados desempeñarán de forma coordinada sus funciones en el ámbito MIBEL.

En virtud de este Acuerdo, las partes (España y Portugal) crearon un Consejo de Reguladores compuesto por representantes de la CMVM y la ERSE, de Portugal, y de la CNMV y CNE, de España.

De entre las competencias atribuidas al Consejo de Reguladores destaca el seguimiento de la aplicación y el desarrollo del MIBEL, así como las siguientes:

- Dar opinión previa, obligatoria y no vinculante sobre la aplicación de sanciones por infracciones muy graves en el ámbito del MIBEL.
- Coordinar la actuación de sus miembros en el ejercicio de sus competencias de supervisión del MIBEL.
- Emitir informes sobre propuestas o modificaciones para la regulación del MIBEL y sobre los reglamentos propuestos por las sociedades gestoras de los mercados que se constituyeran.
- Cualquier otra que sea acordada por las partes.

12.1 MARCO DE ACTUACIÓN DE LOS PODERES DE SUPERVISIÓN DE LOS REGULADORES

PODERES DE SUPERVISIÓN DE LA CMVM

La CMVM es una de las entidades regulatorias del Mercado Ibérico de Energía Eléctrica (MIBEL)¹⁰⁹, de conformidad con lo estipulado en el acuerdo constitutivo del MIBEL.

Puesto que el citado acuerdo no modifica las atribuciones y competencias legalmente atribuidas a la CMVM, éstas resultan ser las mismas del Código de Valores Mobiliarios. De esta forma, la CMVM es competente para la supervisión del Operador del Mercado Ibérico polo Portugués (OMIP) y del mercado a plazo del MIBEL, en el cual se negocian contratos a plazo sobre energía eléctrica.

Las mercancías (como la energía eléctrica) con liquidación financiera y las mercancías con liquidación física negociadas en el mercado regulado o en el sistema de negociación multilateral son instrumentos financieros. Estos instrumentos financieros, así como sus formas organizadas de negociación y su liquidación y compensación, están regulados por el Código de Valores Mobiliarios, y su supervisión es competencia de la CMVM¹¹⁰.

De la configuración asumida por el MIBEL fácilmente se desprende que la CMVM dirige especialmente su atención a OMIP, el cual concentra la negociación a plazo de la electricidad.

La supervisión llevada a cabo por la CMVM obedece a los principios generales de protección de las inversiones, eficacia y regularidad de funcionamiento de los mercados de instrumentos financieros, del control de la información, de la prevención del riesgo sistémico, de la prevención y represión de las actuaciones contrarias a la Ley o a la normativa de independencia ante cualquier entidad sujeta o no a su supervisión¹¹¹ estando obligada a respetar el deber de secreto en términos generales¹¹².

Si bien todos los principios arriba mencionados informan la labor de supervisión, en el caso particular del MIBEL y en especial de OMIP, cobra especial importancia el pilar objetivo, es decir, el pilar de la protección del mercado *qua tale*. La importancia de esta protección, que se refleja en la protección de las inversiones, resulta del carácter eminentemente profesional del mercado en cuestión. Nótese que, dado el carácter relativamente reciente del mercado, no se pueden pasar por alto los aspectos de promoción del mercado y de consolidación de su imagen. Por ello, la necesidad de protección del mercado se ve

¹⁰⁹ Art nº 10 del Convenio entre la República Portuguesa y el Reino de España relativo a la constitución de un Mercado Ibérico de Energía Eléctrica, firmado el 1 de octubre de 2004, en lo sucesivo Convenio de Santiago.

¹¹⁰ Subapartados ii) y iii) del apartado e) y apartado g) del art. nº 2, así como los apartados a) y b) del art. nº 353 y 359, todos ellos del Código portugués de Valores Mobiliarios.

¹¹¹ Art. nº 358 del Código de Valores Mobiliarios.

¹¹² Art. 354º del Código de Valores Mobiliarios.

reforzada por una necesidad de minimización de cualquier riesgo para la reputación particularmente intensa.

En cuanto al objeto, la supervisión de la CMVM es tanto de comportamiento como prudencial. Por ello, cabe destacar que en tanto que los intervinientes del mercado a plazo del MIBEL están sujetos a la supervisión de comportamiento de la CMVM, OMIP, en cuanto sociedad gestora de mercado regulado, y OMIClear, en cuanto sociedad gestora del sistema de liquidación, cámara de compensación y contraparte central, están sujetos a la supervisión prudencial de la CMVM^{113 114}.

La supervisión de OMIP por parte de la CMVM se basa en dos pilares, uno de control previo, el cual constata *a priori* la licitud de los actos (registro de reglas) y uno de control *a posteriori*, constituido por el análisis del funcionamiento del mercado y destinado a la detección de anomalías.

El control previo abarca no sólo el control de los agentes, sino también el modo en que interactúan. Por ello, el control de los agentes en el mercado es bastante estricto en lo que respecta a las entidades gestoras y los mercados, siendo más superficial en lo que respecta a los otros agentes.

La creación del mercado a plazo del MIBEL requiere la autorización del Ministro de Finanzas y el registro en la CMVM tanto de los mercados regulados¹¹⁵ como de las respectivas sociedades gestoras¹¹⁶.

Los propios tenedores de participaciones cualificadas están sujetos a los requisitos de idoneidad y a la no oposición de la CMVM¹¹⁷, así como los titulares de los órganos de fiscalización y administración¹¹⁸.

¹¹³ Art. nº 363 del Código de Valores Mobiliarios.

¹¹⁴ En el ejercicio de los poderes de supervisión y fiscalización la CMVM puede (Art. nº 361 y 364, ambos del Código de Valores Mobiliarios):

- a) Exigir cualquier elemento e información y examinar documentos;
- b) Inquirir a cualquier persona;
- c) Requerir la colaboración de otras personas o entidades, inclusive las autoridades policiales;
- d) Sustituir a las entidades gestoras de mercados regulados, de sistemas de negociación multilateral, de sistemas de liquidación, de cámara de compensación, de contraparte central cuando no adopten las medidas necesarias para la regularización de situaciones anómalas que pongan en entredicho el funcionamiento regular del mercado, de la actividad ejercida o de los intereses de los inversores;
- e) Sustituir a las entidades inspeccionadas en el cumplimiento de deberes de información;
- f) Efectuar inspecciones a las entidades sujetas a su supervisión;
- g) Realizar averiguaciones para analizar infracciones en el ámbito del mercado de instrumentos financieros o que afectan a su normal funcionamiento;
- h) Ejecutar las diligencias oportunas para el cumplimiento de los principios que dirigen la supervisión.
- i) Comunicar a las entidades competentes las infracciones que conozca y cuya instrucción y sanción no se encuentren dentro de su marco de competencias.

¹¹⁵ Respectivamente, arts. nº 217 y 202 del Código de Valores Mobiliarios.

¹¹⁶ Respectivamente, arts. nº 19 y 26 del DL nº 357-C/2007, de 31 de octubre.

¹¹⁷ Arts. nº 9 y sucesivos del DL nº 357-C/2007, de 31 de octubre.

¹¹⁸ Arts. nº 16 y sucesivos del DL nº 357-C/2007, de 31 de octubre.

La negociación se realiza obligatoriamente a través de los miembros del mercado (intermediarios financieros y otros), los cuales son admitidos por la entidad gestora¹¹⁹. En este sentido, cabe destacar que la actividad de negociación sobre instrumentos derivados sobre mercancías (y en mercancías) no constituye (constatados algunos presupuestos) actividad de intermediación financiera, no estando sujeta la persona que la ejerce a la obligación de constitución como intermediario financiero y a los deberes prescritos en el Código de Valores Mobiliarios para esta categoría de agentes. Es decir, a pesar de que los contratos negociados en este mercado son instrumentos financieros a efectos de la DMIF (Directiva de Mercados en Instrumentos Financieros), regulados por el Código de Valores Mobiliarios y sujetos a la supervisión de la CMVM, los miembros del Mercado Ibérico, polo Portugués, no son obligatoriamente intermediarios financieros¹²⁰, ni su actividad de negociación es inmediatamente cualificada como actividad o servicio de inversión en instrumentos financieros, ya que, por ejemplo, su actividad se encuadra frecuentemente como una de las excepciones a la aplicación del régimen de intermediación financiera¹²¹.

Esta exención se debe al hecho de que las necesidades de protección de los inversores no cualificados no son tan importantes en este mercado como en el mercado de valores mobiliarios, ya que los mercados de mercancías son esencialmente mercados de profesionales en los cuales los inversores no cualificados intervienen poco.

En cuanto al control de la interacción de los agentes del mercado, cabe mencionar que los contratos normalizados sobre electricidad están sujetos a la obligación de comunicación a la CMVM¹²² y que las reglas del mercado deben registrarse en la CMVM o comunicarse a ésta en los términos que se expresan en adelante.

Asimismo, es importante destacar que OMIP tiene la obligación de fiscalizar que los miembros respectivos cumplan las reglas del mercado, y tiene en relación con éstos capacidad correctiva¹²³ y debe asimismo controlar el funcionamiento correcto, la transparencia y la credibilidad del mercado, comunicando a la CMVM cualquier acto susceptible de ponerlos en entredicho¹²⁴.

En el ámbito de sus competencias de supervisión de mercados, la CMVM puede ordenar la exclusión de instrumentos financieros de negociación si constata una violación de las Leyes o de la normativa aplicable¹²⁵.

¹¹⁹ Arts. nº 206 y 223 del Código de Valores Mobiliarios.

¹²⁰ Art. nº 207 del Código de Valores Mobiliarios.

¹²¹ En particular, los apartados g) y h) del punto nº 3 del art. nº 289.

¹²² Art. nº 207 del Código de Valores Mobiliarios.

¹²³ Art. nº 38 del DL nº 357-C/2007, de 31 de octubre.

¹²⁴ Art. nº 211 del Código de Valores Mobiliarios y nº 35 del DL nº 357-C/2007, de 31 de octubre.

¹²⁵ Art. nº 214 del Código de Valores Mobiliarios.

Los sistemas de liquidación y las contrapartes centrales y cámaras de compensación están sujetos a una regulación y supervisiones análogas a la descrita para las sociedades gestoras de mercados¹²⁶.

La supervisión que realiza la CMVM se basa en el riesgo (*risk based approach*) e invierte la mayor parte de sus recursos en las áreas identificadas como de mayor sensibilidad en el de mapeo del riesgo realizado.

MARCO DE LAS FACULTADES DE SUPERVISIÓN DE LA CNMV

Tal como dispone la Ley 24/1988, de 28 de julio, del Mercado de Valores, se encomienda a la Comisión Nacional del Mercado de Valores la supervisión e inspección de los mercados de valores y de la actividad de cuantas personas físicas y jurídicas se relacionan en la negociación de los mismos. De igual modo, la Comisión Nacional del Mercado de Valores velará por la transparencia de los mercados de valores, la correcta formación de los precios en los mismos y la protección de los inversores, promoviendo la difusión de cuanta información sea necesaria para asegurar la consecución de esos fines.

En relación con los instrumentos financieros comprendidos en el ámbito de la Ley del Mercado de Valores, éstos reflejan lo dispuesto en la Directiva 2004/39/CE del Parlamento Europeo y del Consejo en su transposición al ordenamiento jurídico español. En concreto, y entre otros, son considerados como instrumentos financieros bajo el ámbito de la legislación sobre el mercado de valores:

- Contratos de opciones, futuros, permutas, acuerdos de tipos de interés a plazo y otros contratos de instrumentos financieros derivados relacionados con materias primas que puedan ser liquidados mediante entrega física no mencionados en el apartado anterior de este Artículo y no destinados a fines comerciales, que presentan las características de otros instrumentos financieros derivados, teniendo en cuenta, entre otras cosas, si se liquidan a través de cámaras de compensación reconocidas o son objeto de ajustes regulares de los márgenes de garantía.
- Contratos financieros por diferencias

De acuerdo con la legislación española, la Comisión Nacional del Mercado de Valores ejerce la supervisión de la negociación de estos instrumentos financieros en mercados secundarios oficiales (mercados regulados) o en otros sistemas de negociación como los sistemas multilaterales de negociación e internalización sistemática.

¹²⁶ Arts. nº 258 y siguientes, y 266 y siguientes, todos ellos pertenecientes al Código de Valores Mobiliarios, así como el nº 42 y siguientes, y 45 y siguientes, del DL nº 357-C/2007, de 31 de octubre.

MARCO DE LOS PODERES DE SUPERVISIÓN DE LA CNE

La actividad de supervisión de los mercados es parte esencial de los fines que persigue el organismo desde su misma creación; la disposición que da carta de naturaleza a la CNE¹²⁷ la define como: “ente regulador del funcionamiento de los sistemas energéticos, teniendo por objeto velar por la competencia efectiva en los mismos y por la objetividad y transparencia de su funcionamiento, en beneficio de todos los sujetos que operan en dichos sistemas y de los consumidores.” Esta finalidad inspira varias de las funciones atribuidas al organismo, en particular, la Duodécima: “velar para que los sujetos que actúan en los mercados energéticos lleven a cabo su actividad respetando los principios de libre competencia”, que la CNE desarrolla en estrecha colaboración con la Comisión Nacional de Competencia.

Más recientemente, la regulación ha encomendado expresamente a la CNE redoblar sus esfuerzos en las tareas de supervisión del mercado¹²⁸, lo que ha suscitado una reorganización interna y la creación de departamentos específicos para el seguimiento de los distintos mercados. La Ley 17/2007, que transpone en el Ordenamiento español la Directiva Europea de electricidad de 2003, modifica la Ley 54/1997, en su Artículo 3, reforzando y aumentando las funciones de supervisión de la CNE dirigidas a garantizar la ausencia de discriminación, la competencia efectiva y el funcionamiento eficaz del mercado¹²⁹. Las funciones institucionales de supervisión de la CNE pueden organizarse en torno a tres dimensiones:

1. **Detección de prácticas prohibidas** por las Leyes de competencia o sectoriales, a partir del análisis del funcionamiento del sector y de los mercados, y de la realización de inspecciones técnicas y económicas, así como el estudio de los efectos de las operaciones de concentración.
2. **Recopilación de información y traslado de los hechos** a las entidades competentes para sancionar; en el caso de las Leyes sectoriales, es la administración competente para autorizar la actividad (la CNE lleva aquí la instrucción del expediente), y en el caso de la Ley de competencia, es la Comisión Nacional de Competencia.
3. **Propuesta de cambios regulatorios**, con el fin de mejorar el comportamiento competitivo e impedir o al menos limitar el alcance de las prácticas no deseadas que no representen infracción.

¹²⁷ Disposición adicional undécima de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del sector de hidrocarburos.

¹²⁸ El tercero de los mandatos a la CNE incluidos en la Disposición adicional duodécima del Real Decreto 1634/2006, de 29 de diciembre, por el que se establece la tarifa eléctrica, establece que la CNE pondrá en marcha las actuaciones necesarias para reforzar la función de supervisión de los mercados de energía eléctrica.

¹²⁹ Las tareas de supervisión explícitamente mencionadas en el Artículo 3 conciernen a la gestión y asignación de la capacidad de interconexión, la solución de las congestiones de redes, los tiempos de realización de las conexiones y reparaciones por los transportistas, la publicación de información adecuada por los gestores de las redes, la separación efectiva de las cuentas, las tarifas aplicables a nuevos productores de electricidad, el cumplimiento de las funciones de los gestores de redes, el nivel de transparencia y competencia, los procesos de cambio de suministrador y la actividad de la Oficina de Cambios de Suministrador y el cumplimiento de las obligaciones de información a los consumidores sobre el origen de la energía consumida. Asimismo, se especifica que la CNE podrá dictar circulares para recabar cuanta información sea requerida para efectuar dichas tareas de supervisión.

El ámbito de las actuaciones de la CNE en este campo se extiende tanto al mercado minorista como al mayorista (mercados diario e intradiario, procesos de operación del sistema, contratación bilateral, impacto en mercados a plazo y de derivados); dentro del mayorista, cabe distinguir entre el análisis de corto y medio plazo, y aquél orientado hacia el largo plazo:

- El de corto y medio plazo se centra fundamentalmente en un estudio *ex post* tanto de tipo estructural, como del comportamiento de los agentes: ambos se complementan estrechamente, pues el primero puede indicar bajo qué circunstancias es más probable la aparición de pautas perseguibles por el segundo. Los estudios estructurales incluyen análisis de pivotalidad, demanda residual, cuotas e índices de concentración, aplicables a los distintos mercados relevantes, categorizados por producto y ámbito geográfico (especialmente significativo en el caso de grupos difícilmente sustituibles por la existencia de posibles restricciones zonales). Los estudios de comportamiento utilizan técnicas tales como el análisis de políticas de oferta, en particular de uniformidad en las condiciones de venta y de retirada de oferta (indisponibilidades, precios injustificablemente elevados o, por el contrario, posibles ventas con pérdida), el establecimiento de comparaciones de los resultados observados con referencias plenamente competitivas, análisis comparados de rentabilidad, etc.
- En el largo plazo, la actividad se enfoca en evaluar la suficiencia de la inversión prevista para la cobertura de la demanda, y en caracterizar la tecnología y propiedad de la nueva potencia esperada, anticipando así en lo posible su efecto en los distintos mercados.

En el mercado minorista, los estudios se centran en el análisis de los precios de la comercialización, y en la evolución del cambio de suministrador, así como los posibles problemas que en esta actividad puedan surgir (por segmentos de clientes y áreas geográficas). Por ejemplo, el grado de coincidencia entre distribuidor y comercializador de un mismo grupo empresarial en una determinada área puede servir de contraste de la eficacia de las medidas de separación de actividades adoptadas.

MARCO DE LOS PODERES DE SUPERVISIÓN DE LA ERSE

La participación de la ERSE en el ámbito del Consejo de reguladores, principalmente respecto a la contribución para el cumplimiento de las materias mencionadas anteriormente, depende de la realización de un conjunto de actividades que permitan efectuar un seguimiento cercano de los movimientos del mercado eléctrico de la Península Ibérica, englobando, naturalmente, el análisis de los mercados organizados de energía, que incluye, además del mercado spot, el mercado de negociación a plazo.

Además de estos aspectos, deberá tenerse en cuenta que el modelo institucional existente en el marco legislativo en Portugal para las cuestiones de competencia establece que se le asignará al Regulador sectorial de energía una función de regulación previa por la cual deberá informar acerca del diseño industrial del sector, así como la comunicación al Regulador transversal (la autoridad de la competencia)

de los hechos que puedan constituir una práctica contraria al desarrollo de mercados competitivos, siendo ésta una obligación derivada de los propios estatutos de la ERSE.

Con este propósito, cabe destacar que en el pasado se exigió a la ERSE que se pronunciase sobre la creación o utilización de instrumentos con incidencia en el diseño industrial del sector eléctrico portugués y, en un contexto más amplio, en el MIBEL. Ejemplo de ello son las propuestas de cantidades de adquisición obligatoria en el mercado a plazo que deben cumplir los distribuidores españoles y el comercializador de último recurso portugués o, en otro orden de cosas, la necesidad de articular una metodología ibérica armonizada respecto del concepto de operador dominante.

Esto mismo sucedió, conforme a la Ley de la competencia, con la necesidad de que la ERSE diese su opinión a la autoridad de defensa de la competencia acerca de las operaciones de concentración con incidencia en el sector.

La continuidad de las actividades de supervisión de los mercados en el contexto del MIBEL, efectuada por la ERSE, implicó la organización de una entidad interna que se centrara especialmente en esta materia, dedicando buena parte de su atención a la evolución de los mercados organizados y de los mercados de energía primaria.

La ejecución de las actividades de supervisión de los mencionados mercados de negociación de energía eléctrica implica el tratamiento de un amplio conjunto de información, con especial atención a la información de negociación del mercado a plazo y del mercado spot del MIBEL. El acceso a la primera se garantizó por medio de los mecanismos de cooperación con el regulador financiero (CMVM) responsable del registro y la supervisión del mercado a plazo (OMIP), mientras que el acceso a la segunda se hizo posible a través de los mecanismos de cooperación con el regulador sectorial (la CNE), que es el responsable más directo del seguimiento del mercado spot (OMEL).

Tratándose de un volumen de información significativo, la supervisión efectiva llevada a cabo por la ERSE en relación con la fijación de precios en el mercado y el seguimiento de las estrategias de los diversos agentes supuso la implantación de un sistema de información específico, desarrollado con base en la prestación de servicios de un consultor tecnológico y en la definición de las directrices de funcionamiento de la propia ERSE. Este sistema ya se encuentra en fase de producción y permite la elaboración de análisis de la evolución del mercado y de la participación de los agentes, en particular de los agentes portugueses.

De todos modos, dado el carácter cada vez más integrado de los desarrollos sectoriales en Portugal y España, una parte significativa del análisis de formación de los precios y del comportamiento de los agentes depende del conocimiento del funcionamiento de los mercados nacionales, razón por la cual la ERSE valora de forma decisiva las interacciones con la CNE, a fin de encuadrar mejor los hechos originados.

Este hecho hace que exista una intensa cooperación entre el regulador sectorial portugués y el español en la supervisión de mercados, con la intención de mejorar el entendimiento sobre el marco de cada mercado nacional en el ámbito del mercado integrado.

12.2 COORDINACIÓN DE LAS AUTORIDADES DE SUPERVISIÓN

La parte III del Convenio de Santiago (Cuadro 12.1), dedicada al diseño de los mecanismos de regulación, consulta, supervisión y gestión, establece en su Artículo 10 que “la supervisión de los mercados definidos en el MIBEL se realizará por las entidades de supervisión de la Parte en la que éstos se constituyan, de acuerdo con la legislación de cada Parte en esta materia.”

Como se ha mencionado anteriormente, las competencias de cada autoridad de supervisión no se han modificado y cada autoridad ejerce sus competencias naturales.

En consecuencia, la constitución del mercado asociado a cada *polo* (español-spot y portugués-a plazo) es aprobado por el país donde éste reside, y el regulador nacional correspondiente es el que se encarga de la supervisión.

De la propia naturaleza ibérica del mercado (y el consecuente carácter transnacional) surge la necesidad de cooperación internacional en la supervisión del MIBEL. La necesaria interconexión entre el mercado spot y el mercado a plazo requiere el ejercicio conjunto de la actividad de supervisión y no se concilia con la mera división de las competencias entre las diversas autoridades. Si dividimos los planos financiero y sectorial, así como los planes nacionales, la toma de decisiones conjunta implica necesariamente recurrir a una estructura mínima de coordinación y actuación conjunta, la cual se ha previsto desde el momento de la creación del mercado y se denomina *Consejo de Reguladores del MIBEL* (CR MIBEL).

Como era de esperar, la creación del CR MIBEL debe realizarse recurriendo a la cooperación internacional e implica necesariamente el uso compartido de información, a veces no pública, tal y como se establece en el punto V.1, y garantizando su carácter confidencial según el punto V.2 – ambos del Reglamento interno del CR MIBEL, firmado en Lisboa el 30 de enero de 2006 y modificado en Lisboa el 10 de diciembre de 2007. Este uso compartido de la información se hace posible gracias a un esquema de reciprocidad¹³⁰, y debe entenderse que el Convenio de Santiago, al imponer obligatoriamente la consecución de un fin (supervisión armonizada del mercado eléctrico ibérico), permite la utilización de los medios indispensables para su consecución (cooperación entre las autoridades de supervisión que integran el CR MIBEL).

¹³⁰ En lo concerniente a la CMVM, en virtud de los Artículos nº 376 y siguientes del Código de Valores Mobiliarios.

El equilibrio entre el ejercicio nacional por la autoridad naturalmente competente y la mencionada necesidad de coordinación por parte del CR MIBEL, se consigue a través de la creación de una cultura común de supervisión y, en los casos específicos de aplicación de sanciones y de aprobación de reglas, mediante la emisión de opiniones previas al acto de la autoridad administrativa. Estas opiniones no son jurídicamente vinculantes, pero tienen una gran fuerza persuasiva.

Cuadro 12.1 Parte III del Convenio de Santiago de Compostela

Artículo 10. Supervisión.

1. Las entidades de supervisión del MIBEL serán, en España, la Comisión Nacional de la Energía (CNE) y la Comisión Nacional del Mercado de Valores (CNMV) y, en Portugal, la Entidad Reguladora de los Servicios Energéticos (ERSE) y la Comisión del Mercado de Valores Mobiliarios (CMVM).
2. La supervisión de los mercados definidos en el MIBEL se realizará por las entidades de supervisión de la Parte en la que éstos se constituyan, de acuerdo con la legislación de cada Parte en esta materia.
3. Las entidades de supervisión de los mercados desempeñarán de forma coordinada sus funciones en el MIBEL.
4. Las Partes promoverán la celebración de Memorandos de Entendimiento (MOUs) entre las autoridades supervisoras competentes, en el ámbito de aplicación del MIBEL.

Artículo 11. Consejo de Reguladores.

1. Las Partes procederán a la creación de un Consejo de Reguladores integrado por representantes de la Comisión Nacional de la Energía (CNE), la Entidad Reguladora de los Servicios Energéticos (ERSE), la Comisión Nacional del Mercado de Valores (CNMV) y la Comisión del Mercado de Valores Mobiliarios (CMVM).
2. El Consejo de Reguladores tendrá las funciones siguientes:
 - a) El seguimiento de la aplicación y desarrollo del MIBEL.
 - b) Informar preceptivamente con carácter previo a la imposición de sanciones por infracciones muy graves, en el ámbito del MIBEL, a acordar entre las Partes.
 - c) La coordinación de la actuación de sus miembros en el ejercicio de sus potestades de supervisión del MIBEL.
 - d) La emisión de informes coordinados sobre propuestas de reglamentación del funcionamiento del MIBEL o de su modificación y sobre los reglamentos propuestos por las sociedades rectoras de los mercados que se constituyan.
 - e) Cualesquiera otras que sean acordadas por las Partes.

Artículo 12. Comité de Agentes del Mercado.

Las sociedades rectoras podrán crear, para sus respectivos mercados, Comités de Agentes de Mercado, como órganos consultivos.

Artículo 13. Comité de Gestión Técnica y Económica del MIBEL.

Se creará un Comité de Gestión Técnica y Económica del MIBEL, integrado por representantes de los operadores de los sistemas y de los mercados, para gestionar de forma adecuada la comunicación y los flujos de información necesarios entre los distintos operadores, así como para facilitar las cuestiones de desarrollo cotidiano de sus funciones.

Aprobación de las reglas del mercado

Las reglas dictadas por las entidades gestoras de mercados y sistemas deben ser aprobadas por el CR MIBEL¹³¹, mediante la emisión de una opinión previa no vinculante.

Dada la natural exigencia de celeridad en la aprobación de las reglas se estableció un procedimiento simplificado de aprobación de reglas (*fast track procedure*). Este procedimiento expedito no es aplicable a todas las propuestas de creación o modificación de reglas.

A efectos de la aprobación del CR MIBEL, las reglas se dividen en tres categorías o niveles: los niveles 1 y 2 corresponden a las reglas que son objeto de este proceso expedito de aprobación, y las reglas de nivel 3 sólo son susceptibles de aprobación en reunión presencial del CR MIBEL.

De esta forma, las reglas que afectan a la fisonomía y a la naturaleza del mercado o los sistemas se reservan para ser aprobadas en reunión presencial del CR MIBEL. Estas reglas son las que versan sobre las materias siguientes:

- a) Naturaleza jurídica de la entidad gestora y del mercado;
- b) Transparencia del mercado;
- c) Admisión a negociación de contratos con características distintas a las de los contratos actualmente negociados, principalmente con naturaleza jurídica distinta (p.ej.: opciones) o con un activo subyacente diferente al de la electricidad (p.ej.: gas natural, licencias de emisión de CO₂);
- d) Política de gestión de garantías y contraparte central;
- e) Mecanismos de protección de la negociación en vigor;
- f) Incumplimiento de las disposiciones reglamentarias;
- g) Prestación de información a los inversores, agentes de mercado y entidades supervisoras.

Las otras materias (reglas de naturaleza meramente operacional, técnica o de detalle) son objeto del procedimiento expedito de aprobación (*fast track procedure*).

De esta forma, cuando la CNE o la CMVM reciben una solicitud de aprobación de reglas, se analizan y clasifican en una de las tres categorías mencionadas, y la envían, en el caso de solicitudes relacionadas con las reglas del nivel 1 ó 2, a los restantes miembros del Comité técnico de CR MIBEL, con expresa mención de la cualificación y un breve análisis.

¹³¹ Art. nº 11 del Convenio de Santiago.

Las reglas de nivel 2 (operacionales o técnicas) son aprobadas si no se oponen los presidentes en los 10 días siguientes a la recepción de la solicitud enviada por la CNE o la CMVM.

Las reglas de nivel 1¹³², quedan aprobadas si no se oponen los otros miembros del Comité técnico en los 10 días siguientes a la recepción de la solicitud enviada por la CNE o la CMVM.

La oposición manifiesta en el ámbito de un procedimiento de nivel 1 ó 2 implica la sujeción de la solicitud de aprobación de reglas a un procedimiento de nivel superior.

Articulación de los Gobiernos y el CR MIBEL

En sus comunicaciones con los Gobiernos de España y Portugal, y dentro del ámbito normativo del MIBEL, los entes reguladores que forman el CR actuarán siempre de forma coordinada y conjunta, mediante carta o circular suscrita o autorizada por los cuatro miembros al más alto nivel de representación.

El desarrollo ulterior de este esquema deberá tener en cuenta la asimetría de poderes entre los reguladores sectoriales energéticos español y portugués¹³³. Así, existen —y existirán— situaciones en que el distinto reparto competencial en uno y otro país suponga que, a efectos de sancionar una determinada disposición, el interlocutor natural de la ERSE sea el Ministerio español. Aun en dichos casos, y especialmente en ellos, los miembros del CR confirman su compromiso de actuar de forma coordinada y conjunta al dirigirse a los ejecutivos de ambas naciones.

Coordinación con las autoridades de defensa de la competencia

En cuanto a la competencia, el marco legal de los sectores energéticos impone al organismo encargado de la regulación sectorial el deber de defenderla en los mercados regulados, principalmente en el mercado eléctrico. La actuación de las autoridades sectoriales engloba una perspectiva de regulación a

¹³² Integran el denominado nivel de regulación del MIBEL las reglas relativas al calendario de negociación, a las fechas de entrega de los contratos de instrumentos financieros derivados, a las fases y horarios de la sesión de negociación, y a las modificaciones derivadas de la publicación de la orden ITC o del Despacho del Director general de energía sobre la obligación de los distribuidores o comercializadores de último recurso a la hora de participar en las subastas.

¹³³ De hecho, uno de los primeros resultados de la iniciativa regional del sudoeste de Europa (South West ERI) ha sido un “Análisis de los procedimientos administrativos para la modificación de la legislación en vigor en cada país”, y entre sus principales conclusiones están las siguientes (original en inglés):

- “El regulador español (CNE) carece de poder ejecutivo en comparación con los reguladores francés y portugués.
- En particular, esta falta de poder ejecutivo lleva a que el regulador español tenga menos competencias en cuanto al establecimiento de la tarifa de acceso y menos agilidad administrativa. La CNE es también el regulador con menos poderes en la región en relación con asuntos transfronterizos, especialmente por lo que respecta a la aprobación de reglas.
- Esta mayor carga administrativa en España puede derivar en demoras no deseables cuando son requeridos cambios legales”.

priori, en la que se procura actuar más específicamente en el diseño industrial del sector, así como en el marco de actuación *a posteriori*, donde se sigue la actuación de los diversos agentes en el mercado.

La institucionalización de las autoridades transversales para la competencia, como consecuencia de la normativa europea en esta materia, establece la necesidad de crear un marco institucional de cooperación y coordinación entre sus autoridades sectoriales en el sector de la energía y las autoridades transversales para la competencia.

En el ámbito de esta articulación de reguladores, el marco legal existente actualmente en Portugal y España es similar, ya que en ambos países se han creado autoridades transversales para la defensa de la competencia (Comisión Nacional de la Competencia, en España; Autoridad de la Competencia, en Portugal). De forma resumida, el marco de cooperación y coordinación de la regulación sectorial y de la regulación transversal de la competencia establece:

- El deber del organismo responsable de la regulación sectorial de informar a las autoridades de regulación transversal de la competencia sobre todas las prácticas contrarias al desarrollo de la competencia en los sectores regulados de que tengan conocimiento;
- El deber del organismo responsable de la regulación sectorial de informar a las autoridades de regulación transversal de la competencia sobre las modificaciones en el marco legal y regulador de los sectores regulados que puedan incidir en materias de la competencia;
- El deber de las autoridades de regulación transversal de la competencia de consultar a las autoridades de regulación sectorial, con carácter previo pero no vinculante, sobre la notificación y decisión de operaciones de concentración empresarial que comprendan entidades presentes en los sectores regulados;
- El deber de las autoridades de la regulación transversal de la competencia de consultar a las autoridades de regulación sectorial, con carácter previo pero no vinculante, sobre las decisiones de carácter sancionador de las autoridades de competencia que comprendan entidades presentes en los sectores regulados.

La implantación de este marco de cooperación y coordinación exige a los reguladores sectoriales poner el esfuerzo y medios que se necesiten en las actividades de supervisión de los mercados regulados, para poder detectar prácticas contrarias a la competencia y para poder efectuar un análisis crítico de las consecuencias de las operaciones de concentración que afecten a la organización industrial del sector.

13 TRABAJOS DE ARMONIZACIÓN REGULATORIA

En este capítulo se describen los trabajos desarrollados por los dos países en el ámbito de la normalización regulatoria, haciendo referencia a la realización de los trabajos subsiguientes al Plan de Compatibilización Regulatoria, y sin dejar de subrayar la dinámica introducida por la revisión del Convenio de Santiago.

Basándose en el Plan de Compatibilización Regulatoria mencionado anteriormente, donde los Gobiernos identificaron un conjunto de acciones destinadas a profundizar en la integración de los mercados energéticos, se enumerarán y describirán todas las acciones definidas, tanto las acciones situadas en la esfera de la intervención exclusiva de los Gobiernos como las acciones incorporadas y aportadas por el Consejo de Reguladores del MIBEL, por solicitud expresa de los Gobiernos.

El Plan de Compatibilización Regulatoria se centra en seis áreas principales:

- Definición de los principios generales de organización y gestión del OMI.
- Refuerzo de la articulación entre los operadores del sistema.
- Definición de las reglas comunes para aumentar la competencia en el MIBEL.
- Incentivar la liberalización y definición del plan de convergencia de las tarifas.
- Implantar un mecanismo de gestión de las interconexiones.
- Normalizar los mecanismos de garantía de potencia.

Del conjunto de las seis áreas mencionadas, las dos primeras integran acciones cuya concreción se deriva exclusivamente de la iniciativa de los Gobiernos y, en cuanto a las restantes, la responsabilidad de desarrollo la atribuyen los Gobiernos al Consejo de Reguladores.

13.1 ACCIONES DE ARMONIZACIÓN REGULATORIA DE LA INTERVENCIÓN EXCLUSIVA DE LOS GOBIERNOS

En este punto, se describen las acciones cuyo espectro se sitúa en el ámbito de los operadores de mercado y de los operadores de sistema.

13.1.1 DEFINICIÓN DE LOS PRINCIPIOS GENERALES DE ORGANIZACIÓN Y GESTIÓN DE OMI Y EL RESPECTIVO MODELO DE IMPLANTACIÓN

Con el propósito de implantar el modelo funcional y organizativo de los operadores de mercado del MIBEL, los Gobiernos de Portugal y España han acordado los principios generales para la integración de las funciones de gestión de los mercados a plazo y spot en el futuro Operador de Mercado Ibérico (OMI).

Los avances conseguidos principalmente en el ámbito de la Cumbre de Braga y de la Cumbre de Zamora permitirán realizar un ajuste en la concreción de esta medida.

En el caso de la Cumbre de Braga y respecto a la revisión del acuerdo al que se llegó en Santiago de Compostela, se registró un “(...) nuevo avance en el proceso de normalización regulatoria entre ambos países mediante la creación, principalmente, de las condiciones necesarias para el avance en la constitución del OMI”.

Por otro lado, en las conclusiones de la Cumbre de Zamora se dice que “(...) permitió constatar los avances en la integración del mercado de la energía. Los dos Gobiernos acordaron la constitución definitiva del Operador del Mercado Ibérico a través de la integración de los dos organismos operadores hasta el 15 de junio de 2009, y la creación de un grupo de trabajo conjunto para hacer un seguimiento de este proceso”.

13.1.2 REFUERZO DE LA COORDINACIÓN ENTRE OPERADORES DEL SISTEMA

(i) Intercambio de participaciones entre REE/REN

Con el propósito de consolidar los objetivos de fuerte articulación entre los operadores de sistema ibéricos, los Gobiernos de Portugal y España apoyan la realización de un intercambio cruzado de participaciones de capital de REN y REE. El intercambio de participaciones se concretó, traduciéndose, en el caso de REE, en el 5% del capital de REN, y en el caso de ésta, en un 1% del capital de REE.

(ii) Refuerzo de las interconexiones entre Portugal y España

Los Gobiernos de Portugal y España solicitaron a los operadores de sistema REN y REE la redacción de un plan acelerado de construcción de los refuerzos de interconexión para reducir de forma significativa las restricciones y las congestiones en la interconexión antes de julio de 2008. Este plan se encuentra en fase de ejecución y se prevé su conclusión entre 2012 y 2014, cuando estarán disponibles 3.000 MW de capacidad de interconexión.

(iii) Refuerzo de la articulación entre el OMI y los operadores de sistema

Con objeto de mejorar la articulación entre los diferentes mecanismos organizados de contratación previstos en el MIBEL, los Gobiernos de España y Portugal han acordado autorizar la participación de los operadores de sistema (REN y REE) en cada uno de los holdings accionariales en que se estructura el OMI, hasta un máximo del 10%. En la revisión del Convenio de Santiago llevada a cabo en la Cumbre de Braga se consagra la autorización para esta participación.

13.2 ACCIONES DE ARMONIZACIÓN REGULATORIA COMPARTIDA POR LOS GOBIERNOS Y EL CONSEJO DE REGULADORES

En cuanto a las cuatro áreas en las que se incluyen solicitudes de los Gobiernos al Consejo de Reguladores, se estructura la información separando, para cada área, las acciones para las cuales se solicitó la intervención de dicho Consejo y aquellas que los Gobiernos han acordado desarrollar entre sí.

13.2.1 DEFINICIÓN DE LAS REGLAS COMUNES PARA AUMENTAR LA COMPETENCIA EN EL MIBEL

➤ **Con solicitud al Consejo de Reguladores**

(i) Concepto de operador dominante y respectivas obligaciones y limitaciones

Del conjunto de acciones definidas en el Plan de Compatibilización Regulatoria para la concreción de este objetivo, sólo se solicitó el concepto de operador dominante y las respectivas obligaciones y limitaciones al Consejo de Reguladores, para presentar una propuesta relacionada con la determinación anual de los agentes que verifiquen la condición de operador dominante.

A pesar de que los trabajos se llevaron a cabo, en gran parte, durante el 2007, la propuesta del Consejo de Reguladores no se presentó a los Gobiernos de Portugal y España hasta principios de 2008.

Esta materia mereció especial atención en el ámbito de revisión del Convenio de Santiago, y para ello se creó un nuevo Artículo dedicado al “Fomento de la competencia”, que establece: (i) la condición de operador dominante; (ii) Los límites y obligaciones que podrán ser impuestos a los operadores dominantes.

En el ámbito del mismo Artículo, “El Consejo de Reguladores determinará anualmente como mínimo las entidades que cumplen los requisitos para ser consideradas operadores dominantes”.

➤ **De responsabilidad de los Gobiernos**

(ii) Limitaciones a la participación de terceros en los mercados del MIBEL

En el sentido de promover la competencia y el desarrollo de nuevos productores y comercializadores de pequeña dimensión, los Gobiernos de Portugal y España acordaron que una sociedad que actúe en los mercados como representante de otras entidades no podrá actuar simultáneamente por cuenta propia y por cuenta ajena.

Se entiende que una sociedad actúa por cuenta propia cuando el grupo empresarial donde está integrada participa de forma directa o indirecta en más del 50% del capital de la entidad representada.

(iii) Subastas de capacidad virtual

Sobre este tema, hay que remitirse al capítulo 5, donde se tratan los desarrollos producidos en el ámbito del mecanismo de cesión de capacidad.

(iv) Cesión de los contratos de adquisición de energía

Con miras a aumentar la competencia y el volumen de energía a negociar en el MIBEL, el gobierno de Portugal procedió, de acuerdo con el plan, a cesar los Contratos de Adquisición de Energía, lo que permitió la plena entrada en funcionamiento del mercado ibérico desde el 1 de julio de 2007.

Los contratos de adquisición de energía remanentes que pertenecían a Tejo Energia y a Turbogás, son gestionados por REN Trading S.A., empresa del Grupo REN.

13.2.2 INCENTIVACIÓN DE LA LIBERALIZACIÓN Y DEFINICIÓN DEL PLAN DE CONVERGENCIA DE LAS TARIFAS

➤ **Con solicitud al Consejo de reguladores**

(i) Convergencia en cuanto a las tarifas de acceso

Para garantizar un coste de acceso armonizado en el ámbito ibérico, los Gobiernos acordaron crear mecanismos de articulación y armonización de las tarifas de acceso, que debían aplicarse en primera instancia al segmento de grandes clientes de energía eléctrica.

Con este objeto, ambos Gobiernos decidieron solicitar al Consejo de Reguladores una propuesta armonizada de metodología para el cálculo de las tarifas de acceso cuyo desarrollo y finalización debería producirse antes del final del primer semestre de 2009.

En la versión más actualizada del Acuerdo, este objetivo se mantiene como prioritario, estableciéndose en el artículo sobre el epígrafe “Armonización normativa” que “Las Partes, mediante los acuerdos que consideren necesarios, tendrán que armonizar las respectivas estructuras de tarifas de último recurso y tarifas de acceso”.

(ii) Compatibilización de los procedimientos de cambio de comercializador

Para alcanzar un nivel efectivo de competencia en el MIBEL es importante que los consumidores puedan escoger libremente su comercializador en el espacio ibérico. Teniendo en cuenta que los Gobiernos de Portugal y España asumieron la creación de entidades independientes para el cambio de comercializador, medida innovadora en el contexto europeo, es muy importante compatibilizar los procedimientos de cambio de comercializador y garantizar la coordinación de estas entidades. En este sentido, se solicitó al Consejo la proposición armonizada de los reglamentos y procedimientos de cambio de comercializador que debían aprobar los Gobiernos de cada país.

Como respuesta a dicha solicitud, el Consejo de Reguladores envió en octubre de 2008 a los Gobiernos de Portugal y España una propuesta con un método gradual para armonizar los procedimientos de cambio de comercializador, tomando como punto de partida un conjunto de principios generales comunes, principalmente los que se indican en el documento de Buenas prácticas propuestas por el Grupo Europeo de Reguladores de Electricidad y de Gas (ERGEG). En el capítulo 2 se trata con detalle la aproximación metodológica que consta en la propuesta presentada.

➤ **De la responsabilidad de los Gobiernos**

(iii) Calendario de adaptación de las tarifas reguladas de los distribuidores/comercializadores de último recurso (CUR).

Con miras a fomentar un mercado liberalizado de ámbito ibérico, los Gobiernos de Portugal y España acordaron un calendario común de eliminación de las tarifas reguladas para incentivar el desarrollo del mercado liberalizado. Los Gobiernos decidieron eliminar las tarifas reguladas en varias etapas que, de acuerdo con la revisión del Convenio de Santiago, son las siguientes:

- A partir del 1 de enero de 2010, sólo los clientes de baja tensión podrán disponer de una tarifa regulada de último recurso.

- A partir del 1 de enero de 2011, sólo los clientes de baja tensión con potencia instalada inferior a 50 kVA podrán disponer de una tarifa regulada de último recurso.

En España, posteriormente, las fechas inicialmente previstas se han adelantado: las tarifas integrales en alta tensión se extinguieron el 1 de julio de 2008, y las tarifas de último recurso existirán, a partir de 1 de julio de 2009, sólo para los clientes en baja tensión con potencia contratada de hasta 10 kW.

(iv) Contratos de interrumpibilidad y compensación de energía reactiva

Para garantizar una convergencia progresiva de los modelos tarifarios de los sistemas portugués y español, los Gobiernos acordaron que los mecanismos de contratos de interrumpibilidad y compensación de energía reactiva debían armonizarse. Este objetivo se reiteró en la revisión del Convenio de Santiago, que dispuso lo siguiente en el nuevo Artículo nº 9 sobre Armonización normativa: “Las partes se comprometen a conseguir gradualmente la armonización en lo referente a servicios de interrumpibilidad y compensación de energía reactiva, así como a pagos por capacidad”.

(v) Mecanismos comunes de adquisición de energía por los distribuidores/comercializadores de último recurso

Los Gobiernos de Portugal y España acordaron las bases para la definición de un modelo de adquisición de energía para los Distribuidores/Comercializador de Último Recurso (CUR). En el capítulo 5, dedicado a los “Mecanismos de contratación de energía” se describen detalladamente los desarrollos acaecidos en este ámbito.

13.2.3 ARMONIZACIÓN DE LOS MECANISMOS DE GARANTÍA DE POTENCIA

➤ Con solicitud al Consejo de Reguladores

El mecanismo de garantía de suministro propuesto por el Consejo de Reguladores y entregado a los Gobiernos en mayo de 2007, pretende crear condiciones favorables a la garantía de abastecimiento de energía eléctrica en la Península Ibérica, y se compone de:

- a) Incentivo a la fiabilidad del abastecimiento de energía eléctrica.
- b) Procedimiento para asegurar un margen predefinido de reserva, en el caso de que el mercado, por sí solo, y el incentivo a la fiabilidad del abastecimiento de energía eléctrica, no aseguraran la instalación de suficiente capacidad de producción.

El incentivo a la fiabilidad del abastecimiento de energía eléctrica se compone de dos elementos: un incentivo a la disponibilidad de las centrales de producción y un incentivo a la inversión.

El incentivo a la disponibilidad de las centrales de producción corresponderá a un pago por unidad de energía consumida, igual en Portugal y España. Los productores recibirán este incentivo en función de la capacidad firme atribuida a cada instalación. Si se detecta un incumplimiento de la oferta de capacidad firme atribuida se prevé la aplicación de penalizaciones a los productores.

El incentivo a la inversión podrá adoptar valores distintos en Portugal y España cuando se detecten restricciones en la interconexión entre los dos países que no permitan considerar que el margen de reserva es igual en los dos lados de la interconexión. Este componente del incentivo a la fiabilidad

relativo a la inversión se garantiza a los productores en los primeros años de vida de la instalación, para un periodo predefinido.

Los criterios que presidieron la colaboración de la propuesta del Consejo de Reguladores fueron los siguientes:

a) Estabilidad regulatoria

Estabilidad del mecanismo de garantía de suministro, asegurando señales estables a los posibles inversores.

b) Racionalidad económica y desarrollo de mecanismos de mercado.

Tomando como punto de partida el mecanismo de garantía de potencia vigente en España se introdujeron nuevos elementos que le conceden racionalidad económica y lo aproximan a un funcionamiento con una menor intervención regulatoria.

c) Transparencia regulatoria

El mecanismo pretende garantizar el abastecimiento en el sistema ibérico mediante una metodología transparente, objetiva y coherente en dos planos complementarios: pretende, por un lado, crear un verdadero incentivo para que los productores maximicen su disponibilidad y, por otro, proporcionar una inversión eficaz, clara y estable

En el marco del Acuerdo que revisa el Convenio de Santiago, el objetivo de la armonización se establece cuando en el nuevo Artículo nº 9 “Armonización normativa” se hace referencia al punto nº 7:

“Las partes se comprometen a conseguir gradualmente la armonización en lo referente a servicios de interrumpibilidad y compensación de energía reactiva, así como a pagos por capacidad”.

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 2.1.1 Evolución de la potencia neta disponible en España por tipo de tecnología (2006-2008).....	23
Figura 2.1.2 Evolución de la producción de electricidad en España por tipo de tecnología (2006-2008).....	24
Figura 2.1.3 Cuotas de los principales grupos empresariales sobre el total de la potencia neta disponible en España	25
Figura 2.1.4 Cuotas de los principales grupos empresariales como vendedores en el mercado mayorista de generación (diario y bilaterales) en España	25
Figura 2.1.5 Evolución de las cuotas empresariales por tecnología en términos de potencia (2006-2008)	26
Figura 2.1.6 Evolución de las cuotas empresariales por tecnología en términos de generación (2006-2008)	27
Figura 2.1.7 Caracterización del parque de producción de electricidad en Portugal Por tecnología y capacidad instalada	28
Figura 2.1.8 Caracterización del parque de producción de electricidad en Portugal Por agente y capacidad instalada	30
Figura 2.1.9 Caracterización del parque de producción de electricidad en Portugal Por tecnología y energía producida	31
Figura 2.1.10 Cuotas de capacidad instalada por agente en las diferentes tecnologías	32
Figura 2.1.11 Concentración en la producción a nivel de capacidad instalada	33
Figura 2.1.12 Cuotas de energía producida por agente	34
Figura 2.1.13 Cuotas de energía producida por agente en las diferentes tecnologías.....	35
Figura 2.1.14 Concentración en la producción a nivel de producción de energía eléctrica	36
Figura 2.1.15 Evolución de la oferta por segmento de mercado (marzo 2007-diciembre 2008)	38
Figura 2.1.16 Evolución de las cuotas empresariales en el segmento de los contratos bilaterales físicos.....	39
Figura 2.1.17 Evolución de las cuotas empresariales en el segmento del mercado diario	39
Figura 2.1.18 Composición de la oferta de contratos bilaterales por tecnología de generación*	40
Figura 2.1.19 Composición de la oferta en el mercado diario por tecnología de generación*.....	41
Figura 2.1.20 Oferta por segmento de mercado.....	42
Figura 2.1.21 Composición relativa de la oferta de bilaterales.....	43
Figura 2.1.22 Composición relativa de la oferta en el mercado spot por agente	44
Figura 2.1.23 Composición relativa de la oferta en el mercado spot por tecnología	45
Figura 2.1.24 Participación de los principales grupos empresariales como compradores en el mercado mayorista de generación (diario y bilaterales) en España	46
Figura 2.1.25 Evolución de la demanda por segmento de mercado (marzo 2007-diciembre 2008)	47
Figura 2.1.26 Evolución de las cuotas de los principales grupos empresariales como compradores en el segmento de contratos bilaterales.....	48
Figura 2.1.27 Evolución de las cuotas de los principales grupos empresariales como compradores en el segmento del mercado diario	48

Figura 2.1.28 Demanda por segmento de mercado mayorista	50
Figura 2.1.29 Composición relativa de la demanda en el mercado spot por agente	51
Figura 2.1.30 Composición relativa de la demanda en la contratación bilateral por agente	52
Figura 2.1.31 España: calendario de liberalización	53
Figura 2.1.32 Evolución de la participación de la demanda en el mercado liberalizado (enero 1998-febrero 2009)	55
Figura 2.1.33 Evolución de la participación de la demanda en el mercado liberalizado por tipo de consumidor (sistema peninsular, enero 1998-febrero 2009)	56
Figura 2.1.34 Calendario de liberalización en Portugal	59
Figura 2.1.35 Evolución del mercado libre en Portugal Continental (consumo en ML)	59
Figura 2.1.36 Evolución del mercado libre en Portugal Continental (nº de clientes del ML)	61
Figura 2.1.37 Reparto de la energía consumida por categoría de consumidor (2004-2008)	63
Figura 2.1.38 Caracterización de la demanda por tipo de consumidor	64
Figura 2.1.39 Cuotas de mercado en la comercialización libre	70
Figura 2.1.40 Caracterización de la demanda por segmento de mercado	71
Figura 2.2.1 Simulación del efecto de la existencia de bilaterales sobre la pendiente de la curva de oferta en el mercado	78
Figura 2.2.2 Posición neta de los principales grupos empresariales	80
Figura 2.4.1 Precio medio de compra de los distribuidores en el mercado de generación: precio previsto versus real	89
Figura 2.4.2 Evolución de las cuotas de mercado de los principales comercializadores en el mercado liberalizado correspondiente al segmento de consumidores domésticos	91
Figura 2.4.3 Evolución de las cuotas de mercado de los principales comercializadores en el mercado liberalizado correspondiente al segmento de las PYMES	91
Figura 2.4.4 Evolución de las cuotas de mercado de los principales comercializadores en el mercado liberalizado correspondiente al segmento de los consumidores industriales	92
Figura 3.1.1 Evolución del precio medio aritmético del mercado diario en España y Portugal	99
Figura 3.1.2 Evolución de la tecnología marginal en el mercado diario en España y en Portugal	100
Figura 3.1.3 Evolución del precio medio aritmético del mercado diario en la zona española y portuguesa junto con el spread Portugal-España	101
Figura 3.1.4 Perfil horario medio del precio del mercado diario Portugal-España	102
Figura 3.1.5 Sistema español: evolución de la producción de las tecnologías en el Programa Base de Funcionamiento	102
Figura 3.1.6 Sistema portugués: evolución de la producción de las tecnologías en el Programa Base de Funcionamiento	103
Figura 3.1.7 Precio del mercado diario hora 5 – 2/4/2009 del MIBEL	105
Figura 3.1.8 Precio del mercado diario hora 4 – 2/4/2009 en España (izq.) y Portugal (der.)	105
Figura 3.1.9 Algunos ejemplos de actuación en el Mercado Intradía (agente productor)	106
Figura 3.1.10 Estructura en sesiones del mercado intradía del MIBEL	107
Figura 4.1.1 Esquema de participaciones de OMIP	116
Figura 4.1.2 Esquema de participaciones de OMIClear	118
Figura 4.3.1 Evolución de la negociación, en subasta y en continuo [MWh]	125

Figura 4.3.2	Evolución de la negociación en subasta, continuo y OTC registrado en OMIP	126
Figura 4.3.3	Evolución de la negociación en subasta, por plazo de contratación [MWh]	126
Figura 4.3.4	Evolución de la negociación en continuo, por plazo de contratación [MWh]	127
Figura 4.3.5	Subastas obligatorias en comparación con subastas en el mercado [MWh].....	127
Figura 4.3.6	Evolución de la negociación, en subasta [MWh].....	128
Figura 4.3.7	Evolución de la negociación OTC registrada en el mercado [MWh].....	128
Figura 4.3.8	Desglose de la negociación por modalidad [MWh]	129
Figura 5.1.1	Evolución de las adquisiciones en subastas de OMIP por tipo de vencimiento. Energía liquidada.....	133
Figura 5.1.2	Evolución del precio medio mensual en subasta OMIP y en mercado spot (OMEL)	135
Figura 5.2.1	Potencia objeto de subasta (MWq) en las subastas EPE.....	141
Figura 5.2.2	Potencia cedida a los compradores a través de las subastas de emisiones primarias de energía, por periodo de entrega	143
Figura 5.2.3	Colocación de capacidad en las subastas VPP	152
Figura 5.2.4	Ejercicio de las subastas VPP	154
Figura 5.2.5	Precio al contado para Portugal y spread diario de las subastas VPP	155
Figura 5.2.6	Destino de la energía subyacente a las subastas VPP.....	156
Figura 5.3.1	Compras horarias de los distribuidores españoles (del 1-jul-07 al 30-jun-09)*	163
Figura 5.3.2	Precio medio diario en OMIE y precio de liquidación trimestral de las subastas CESUR	165
Figura 6.1.1	Banda de reserva secundaria asignada por tecnología en 2008.....	170
Figura 6.1.2	Precio medio ponderado de la banda de reserva secundaria en 2008.....	170
Figura 6.1.3	Energía de regulación comparada con energía negociada en 2008	171
Figura 6.1.4	Energía total de regulación en comparación con energía negociada en 2008	171
Figura 6.1.5	Energía de reserva de regulación en 2008	172
Figura 6.1.6	Precios medios ponderados mensuales en 2008	172
Figura 6.2.1	Vinculación entre los precios de las reservas secundaria y terciaria.....	174
Figura 6.2.2	Repercusión de los servicios de ajuste del sistema en el precio final medio.....	175
Figura 6.2.3	Energía gestionada en los mercados de servicios de ajuste del sistema.....	177
Figura 6.2.4	Desvíos netos medidos	178
Figura 8.1.1	Interconexión: capacidades actuales y situación prevista en 2014	187
Figura 8.1.2	Evolución y proyección de la capacidad de interconexión en ambos sentidos, y porcentaje de dicha capacidad sobre la punta de demanda (de Portugal).....	188
Figura 8.1.3	Alqueva-Balboa (tramo español): alternativas de trazado de bajo y de mínimo impacto, con indicación de áreas con distintos grados de protección ambiental	189
Figura 8.2.1	Capacidad disponible y utilizada en la interconexión Portugal-España.....	191
Figura 8.2.2	Renta de congestión y porcentaje de acoplamiento derivado del market splitting en el mercado diario	192
Figura 8.3.1	Acciones Coordinadas de Balance acometidas en la interconexión España-Portugal..	193
Figura 8.3.2	Acciones Coordinadas de Balance acometidas en la interconexión España-Portugal (2)	194

Figura 9.1.1 Evolución del régimen especial por tecnología en términos de energía.....	196
Figura 9.1.2 PRE — Contribución a la energía producida en el Sistema Eléctrico Nacional.....	197
Figura 9.1.3 PRE — Contribución a la potencia instalada en el Sistema Eléctrico Nacional	198
Figura 9.1.4 Evolución de los precios medios por tecnología	199
Figura 9.2.1 España: Evolución de la producción en régimen especial en términos de energía.....	201
Figura 9.2.2 España: participación en el mercado en términos de capacidad instalada	201
Figura 9.2.3 España: retribución a tarifa (RD 436/2004) vs. retribución a mercado (precio medio de retribución total) – Techo y suelo para eólica (RD 661/2007).....	203
Figura 11.1.1 Programación de los planes de indisponibilidades	211
Figura 11.1.2 Plan anual de mantenimiento programado de las instalaciones de producción de electricidad.....	212
Figura 11.1.3 Indisponibilidades de la red de transporte en el primer trimestre de 2008	213
Figura 11.1.4 Información contenida en el informe diario de explotación	213
Figura 11.1.5 Información contenida en la estadística diaria	214
Figura 11.1.6 Producción, tasa de disponibilidad y utilización del parque térmico (diciembre 2008) ..	214
Figura 11.1.7 Tasa de disponibilidad de los elementos de la red de transporte	215
Figura 11.1.8 Información sobre condiciones del mercado de electricidad	215
Figura 11.2.1 Potencia disponible por año móvil.....	218
Figura 11.2.2 Comportamiento del equipo térmico.....	219
Figura 11.2.3 Curva monótona de indisponibilidad del equipo térmico.....	219

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 2.1	Evolución de las cuotas empresariales en el mercado minorista de electricidad total, en términos de energía suministrada	65
Tabla 2.2	Evolución de las cuotas empresariales en el sub-mercado de suministro de electricidad a clientes domésticos y pequeños comercios, en términos de energía suministrada	66
Tabla 2.3	Evolución de las cuotas empresariales en el sub-mercado de suministro de electricidad a PYMES, en términos de energía suministrada	67
Tabla 2.4	Evolución de las cuotas empresariales en el sub-mercado de suministro de electricidad a grandes clientes industriales en términos de energía suministrada	67
Tabla 2.5	Cuotas de fidelización y pérdida de energía asociada para cada distribuidor a 31 de diciembre de 2008	68
Tabla 2.6	Composición de las compras por agente y segmento de mercado	74
Tabla 2.7	Contratos bilaterales físicos* en el mercado español de los principales grupos empresariales	75
Tabla 2.8	Simulación ilustrativa del precio del mercado diario mediante el modelo ENERGEIA bajo distintos supuestos de aprovisionamiento de los contratos bilaterales.....	77
Tabla 4.1	Desagregación de la negociación para el periodo julio 2006 - marzo 2009	121
Tabla 5.1	Subastas de emisiones primarias de energía en el marco del Real Decreto 1634/2006.....	137
Tabla 5.2	Subastas de emisiones primarias de energía en el marco del Real Decreto 324/2008 y de la Resolución de la SGE, de 13 de mayo de 2008.....	137
Tabla 5.3	Potencia cedida a los compradores respecto a la potencia instalada de los subastadores en subastas EPE	142
Tabla 5.4	Potencia subastada y adjudicada de las cinco subastas del Real Decreto 1634/2006, por producto	144
Tabla 5.5	Prima de la opción, precio de ejercicio y precio total de la energía (prima de la opción más precio de ejercicio) de las cinco subastas del Real Decreto 1634/2006, por producto.....	144
Tabla 5.6	Potencia subastada y adjudicada de las dos subastas del Real Decreto 324/2008, por producto.....	145
Tabla 5.7	Prima de la opción, precio de ejercicio y precio total de la energía (prima de la opción más precio de ejercicio) de las dos subastas del Real Decreto 324/2008, por producto.....	145
Tabla 5.8	Horas de ejercicio óptimo de las opciones adjudicadas en las seis primeras subastas de emisiones primarias de energía.....	146
Tabla 5.9	Resumen de la primera subasta VPP (VPP1).....	150
Tabla 5.10	Resumen de la segunda subasta VPP (VPP2).....	150
Tabla 5.11	Resumen de la tercera subasta VPP (VPP3).....	151
Tabla 5.12	Resumen de la cuarta subasta VPP (VPP4).....	151
Tabla 5.13	Resultados de las ocho primeras subastas CESUR.....	161
Tabla 5.14	Demanda trimestral de los distribuidores españoles* y peso de CESUR sobre la demanda agregada.....	164
Tabla 6.1	Energía gestionada en los servicios de ajuste del sistema.....	176

Tabla 7.1	Cuotas para la retribución de OMIE con cargo a tarifas integrales y de acceso españolas. 1998-2009	182
Tabla 7.2	Evolución de la retribución estimada y los ingresos reales de OMIE (1998-2008).....	183
Tabla 7.3	Evolución de la cuenta de pérdidas y ganancias de OMIE (2003-2008)	183
Tabla 7.4	MWh mínimos de adquisición obligatoria en las subastas realizadas en el mercado a plazo del MIBEL (de julio de 2006 a marzo de 2009)	185
Tabla 7.5	Comisiones en el mercado a plazo del MIBEL.....	186

ÍNDICE DE CUADROS

Cuadro 5.1	Marco normativo de las subastas obligatorias	131
Cuadro 8.1	Alqueva-Balboa como “best practice”	189
Cuadro 10.1	Directiva 2009/29/CE sobre Comercio de Derechos de Emisión de gases de efecto invernadero (extractos).....	205
Cuadro 11.1	Comunicación de las indisponibilidades de la red de transporte en España	220
Cuadro 12.1	Parte III del Convenio de Santiago de Compostela	230