



# **Modelo de Organización del Mercado Ibérico de Electricidad**

Marzo 2002



**Comisión Nacional de Energía**

c/ Marqués del Duero, 4

28001 Madrid

Tel: 91 432 96 00

Fax: 91 577 62 18

e-mail: [dre@cne.es](mailto:dre@cne.es)

<http://www.cne.es>



**Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos**

Rua Dom Cristóvão da Gama, 1 – 3.º

1400-113 Lisboa

Tel: 21 303 32 00

Fax: 21 303 32 01

e-mail: [erse@erse.pt](mailto:erse@erse.pt)

<http://www.erse.pt>

## Índice

<b>1</b>	<b>INTRODUCCIÓN</b> .....	<b>1</b>
<b>2</b>	<b>PRINCIPIOS DE ORGANIZACIÓN Y REGULACIÓN DEL MIBEL</b> .....	<b>4</b>
<b>3</b>	<b>BREVE EVALUACIÓN DE LA SITUACIÓN ACTUAL DEL SECTOR ELÉCTRICO EN ESPAÑA Y PORTUGAL</b> .....	<b>7</b>
<b>4</b>	<b>PRINCIPALES OPCIONES QUE CONFIGURAN EL MODELO DE ORGANIZACIÓN DEL MIBEL</b> .....	<b>10</b>
<b>5</b>	<b>ORGANIZACIÓN INICIAL DEL MERCADO IBÉRICO</b> .....	<b>13</b>
5.1	ORGANIZACIÓN DEL MERCADO .....	13
5.1.1	CONTRATACIÓN BILATERAL.....	13
5.1.2	MERCADOS A PLAZO .....	14
5.1.3	MERCADO DIARIO .....	14
5.1.4	MERCADOS DE AJUSTE .....	14
5.1.5	MERCADOS DE SERVICIOS DE SISTEMA .....	15
5.1.6	GARANTIA DE POTENCIA.....	15
5.2	ENTIDADES QUE INTERVIENEN EN EL MERCADO.....	16
5.2.1	SEPARACIÓN DE ACTIVIDADES .....	16
5.2.2	OPERADOR DE MERCADO IBÉRICO.....	17
5.2.3	OPERADORES DE SISTEMA.....	18
5.2.4	PRODUCTORES EN RÉGIMEN ORDINARIO .....	19
5.2.5	CONSUMIDORES ELEGIBLES.....	20
5.2.6	COMERCIALIZADORES.....	20
5.2.7	COMERCIALIZADOR REGULADO .....	22
5.2.8	TRANSPORTISTA .....	23
5.2.9	DISTRIBUIDOR.....	23
5.2.10	AGENTE EXTERNO .....	23
<b>6</b>	<b>TARIFAS</b> .....	<b>24</b>
6.1	SISTEMAS TARIFARIOS.....	24
6.2	TARIFA DE ACCESO Y TARIFAS DE USO DE RED Y OTROS SERVICIOS .....	26
6.3	TARIFA INTEGRAL O TARIFA DE VENTA A CLIENTES FINALES .....	27
6.4	ADITIVIDAD TARIFARIA .....	27
6.5	TARIFA DE ÚLTIMO RECURSO .....	28
6.6	INFORMACIONES A PRESTAR A LOS CONSUMIDORES.....	28
<b>7</b>	<b>COSTES DE TRANSICIÓN A LA COMPETENCIA Y CONTRATOS DE ADQUISICIÓN DE ENERGÍA</b> .....	<b>30</b>
<b>8</b>	<b>MONITORIZACIÓN DEL FUNCIONAMIENTO DEL MERCADO</b> .....	<b>34</b>
8.1	MEDIDAS <i>EX-ANTE</i> .....	34
8.2	MEDIDAS <i>EX-POST</i> .....	36
8.3	SEGURIDAD DE ABASTECIMIENTO .....	37
<b>9</b>	<b>GESTIÓN TÉCNICA DEL SISTEMA DE TRANSPORTE</b> .....	<b>38</b>
9.1	GESTIÓN TÉCNICA Y DESARROLLO DEL MERCADO .....	38
9.2	COORDINACIÓN DE LA PLANIFICACIÓN Y DE LA EXPANSIÓN DE LAS REDES DE TRANSPORTE.....	39

9.3	EXPLOTACIÓN COORDINADA DE LAS REDES DE TRANSPORTE .....	39
9.3.1	ARMONIZACIÓN DE LOS SERVICIOS DE SISTEMA.....	40
9.3.2	CÁLCULO DE LAS CAPACIDADES DE INTERCONEXIÓN.....	41
9.3.3	RESOLUCIÓN DE CONGESTIONES .....	41
9.3.4	SEÑALES DIFERENCIADAS DE PÉRDIDAS EN EL SISTEMA .....	42
9.3.5	INFORMACIÓN RELEVANTE.....	43
<b>10</b>	<b>PRODUCCIÓN EN RÉGIMEN ESPECIAL.....</b>	<b>44</b>
10.1	INCENTIVOS A LA PARTICIPACIÓN DE LOS PRODUCTORES EN RÉGIMEN ESPECIAL EN EL MERCADO 44	
10.2	DIFERENCIAS ENTRE INSTALACIONES CONTROLABLES Y NO CONTROLABLES.....	44
10.3	PREVISIÓN DE LA PRE <i>NO CONTROLABLE</i> .....	45
10.4	FORMAS DE PARTICIPACIÓN EN EL MERCADO .....	45
<b>11</b>	<b>ACTIVIDADES NECESARIAS PARA LA IMPLEMENTACIÓN Y DESARROLLO DEL MIBEL 46</b>	
11.1	ACTIVIDADES PREVISTAS PARA EL 2002 .....	46
11.2	ACTIVIDADES PREVISTAS PARA EL 2003 Y LOS AÑOS SIGUIENTES.....	48
<b>12</b>	<b>PUNTOS A CONSIDERAR POR LOS GOBIERNOS DE ESPAÑA Y PORTUGAL .....</b>	<b>50</b>

## 1 INTRODUCCIÓN

El “Protocolo de colaboración entre las administraciones Española y Portuguesa para la creación del Mercado Ibérico de la Electricidad”, firmado el 14 de Noviembre de 2001, establece que “El día 1 de Enero de 2003 entrará en funcionamiento el Mercado Ibérico de la Electricidad, garantizando a todos los agentes establecidos en ambos países el acceso al Operador del Mercado Ibérico y a las interconexiones con terceros países, en condiciones de igualdad y libertad de contratación bilateral”. En su artículo 5º, el protocolo establece que “las autoridades reguladoras de los sectores eléctricos de España y Portugal deberán presentar, antes del 31 de Marzo de 2002, un modelo de organización del Mercado Ibérico de Electricidad que tenga en cuenta los objetivos arriba mencionados, la legislación comunitaria aplicable, la experiencia reciente de funcionamiento de los mercados eléctricos de ambos países y las buenas prácticas de regulación”, debiendo las autoridades reguladoras “contar con la participación de asociaciones de consumidores, productores, distribuidores, comercializadores, operadores de sistema, operadores de mercado y demás partes interesadas en el desarrollo de dicho Mercado”.

El presente documento constituye la respuesta conjunta de la Comisión Nacional de Energía (CNE) y de la Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) a la solicitud presentada por los Gobiernos de España y Portugal.

De acuerdo con lo estipulado en el Protocolo arriba referido, han sido escuchados los “consumidores, productores, distribuidores, comercializadores, operadores de sistema, operadores de mercado y demás partes interesadas en el desarrollo de dicho Mercado”. Para facilitar y estructurar su opinión, la CNE y la ERSE publicaron un Documento de Discusión, a finales de Diciembre de 2001, solicitando comentarios al mismo hasta el 25 de Enero de 2002. Se recibieron, en total, 26 contribuciones en la CNE y en la ERSE. El Documento de Discusión y las contribuciones recibidas se pueden consultar en <http://www.cne.es/> y <http://www.erse.pt/>.

El análisis de los comentarios recibidos permitió la identificación de un conjunto relativamente amplio de puntos respecto de los cuales había un alto grado de convergencia, así como algunos puntos de divergencia. Para comprender mejor los argumentos de las distintas partes, la CNE y la ERSE organizaron un debate público el día 26 de Febrero en Barcelona, en el que estuvieron representadas cerca de 40 empresas, asociaciones y otras entidades. El debate público estuvo precedido de la publicación conjunta de los siguientes documentos: “Informe de Seguimiento sobre el Mercado Ibérico de Electricidad – puntos de convergencia y cuestiones abiertas” y “Breve comparación de los sistemas eléctricos de España y Portugal”. Ambos documentos se pueden consultar en las páginas de Internet de la CNE y de la ERSE. Tras la sesión pública y a petición de los interesados, tuvieron lugar varias reuniones bilaterales de trabajo que permitieron profundizar en distintos aspectos relevantes

Hay que mencionar también que el III Congreso Luso-Español sobre Energía, que tuvo lugar en Lisboa los días 29 y 30 de Noviembre de 2001, fue un primer y oportuno momento de debate público sobre el Mercado Ibérico de Electricidad (MIBEL). Desde entonces, han sido numerosas las intervenciones, tanto políticas, en el sentido de reafirmar la importancia y urgencia de la creación del MIBEL en el contexto del desarrollo económico de la Península Ibérica y como contribución activa para la construcción del mercado interior, como de los agentes interesados en participar activamente en este mercado.

La CNE y la ERSE consideran que han provocado de forma eficaz y transparente la participación de todas las partes interesadas, teniendo en cuenta el corto plazo que el Protocolo puso a su disposición para la elaboración del modelo de organización del MIBEL. En la elaboración del presente documento se han tenido en cuenta todas las contribuciones recibidas, que reflejan un notable esfuerzo de empresas, asociaciones y organizaciones en la construcción de un mercado abierto y eficiente. La CNE y la ERSE desean agradecer públicamente el apoyo recibido y el espíritu constructivo de todos aquellos que respondieron a nuestra llamada, pese al escaso tiempo disponible.

La colaboración de los operadores, REE, OMEL y REN, merece destacarse por dos razones. En primer lugar, porque desde un principio han apoyado a las Administraciones y a las Autoridades reguladoras completamente, caracterizándose dicho apoyo por una gran apertura y sentido de servicio público. En segundo lugar, porque la estrecha cooperación entre los operadores, por un lado, y entre éstos y las autoridades, por otro, es una condición necesaria para el éxito del MIBEL y para el mantenimiento de niveles adecuados de seguridad y calidad del servicio. Han tenido lugar varias reuniones cuatripartitas (REE, REN, CNE y ERSE) que han permitido incorporar al modelo de organización del MIBEL las principales preocupaciones manifestadas por los operadores. Esas reuniones tendrán continuidad a lo largo de los próximos meses, para asegurar la correcta implementación del modelo.

De acuerdo con el mandato atribuido por el artículo 5º del protocolo, el modelo de organización del MIBEL debe tener en cuenta “la legislación comunitaria aplicable, la experiencia reciente de funcionamiento de los mercados eléctricos de ambos países y las buenas prácticas de regulación”, y no debe quedar limitado por la legislación actualmente en vigor en cualquiera de los países. En efecto, el artículo 4º del Protocolo pone de manifiesto la voluntad de los Gobiernos de España y Portugal de retirar “potenciales obstáculos legislativos y administrativos al pleno desarrollo del Mercado Ibérico de la Electricidad”, realizando, además, “las adaptaciones legislativas necesarias para asegurar la armonización de las condiciones de gestión y funcionamiento de los agentes económicos, a fin de garantizar el ejercicio pleno de la libertad empresarial, en el respeto de los principios económicos comunes”.

El modelo de organización del MIBEL, elaborado conjuntamente por la CNE y por la ERSE, se basa en su mayor parte en las experiencias recientes de funcionamiento de los mercados eléctricos en la Península Ibérica, experiencias ambas consideradas, en su conjunto, como positivas. Sin embargo, la creación de un mercado ibérico integrado, así como la corrección de algunos aspectos menos logrados

de los actuales sistemas, obliga necesariamente a proceder a adaptaciones legislativas. La CNE y la ERSE seguirán colaborando con las Administraciones de España y Portugal para promover las adaptaciones legislativas y reglamentarias necesarias para la implementación ordenada del MIBEL en el plazo estipulado en el Protocolo.

En la elaboración de este documento se han considerado también experiencias internacionales de organización de mercados eléctricos y recomendaciones del Consejo de los Reguladores Europeos de Energía, en el sentido de incorporar al MIBEL las “buenas prácticas de regulación” a las que alude el Protocolo. Por último, se han tenido en cuenta las propuestas de la Comisión Europea de Marzo de 2001 y las conclusiones del Consejo Europeo de Barcelona de 16 de Marzo de 2002, sobre el mercado interior de la energía.

El presente documento se encuentra organizado en 12 capítulos que tratan los siguientes temas:

1. Introducción.
2. Recuerda los principios de organización y regulación del MIBEL, establecidos, en un primer momento, por el Protocolo de 14 de Noviembre de 2001 y por la legislación comunitaria.
3. Procede a una breve evaluación de la situación actual del sector eléctrico en España y Portugal, identificando los aspectos que necesitan ser revisados y adaptados con vistas a la construcción del MIBEL.
4. Presenta y justifica las principales opciones que configuran el modelo de organización del MIBEL.
5. Describe el modelo básico de organización del MIBEL que deberá entrar en funcionamiento el 1 de Enero de 2003
6. Discute aspectos relacionados con la definición y la estructura de las tarifas.
7. Analiza el tratamiento de los CTC y de los CAE
8. Describe los procedimientos necesarios para la adecuada monitorización y supervisión del MIBEL.
9. Recuerda aspectos esenciales relativos a la operación técnica del MIBEL.
10. Indica algunos puntos que deberán tenerse en cuenta en el desarrollo de la producción en régimen especial y su compatibilización con el MIBEL.
11. Hace una relación de las actividades necesarias para la implementación y el desarrollo del MIBEL.
12. Presenta algunas cuestiones relacionadas con la organización del MIBEL no contempladas explícitamente en el Protocolo y que necesitan el acuerdo urgente de los gobiernos de España y de Portugal.

## 2 PRINCIPIOS DE ORGANIZACIÓN Y REGULACIÓN DEL MIBEL

El modelo de organización del MIBEL que se describe en este documento está orientado por los siguientes principios:

- concreción del mercado interno: el MIBEL, como mercado transnacional que es, supone una contribución activa de España y Portugal para la consecución del mercado interior europeo;
- competencia eficiente: promoción de formas de competencia eficientes, que beneficien a todos los consumidores;
- gradualismo: el correcto funcionamiento de un mercado mayorista de electricidad a escala ibérica, el 1 de Enero de 2003, no implica la inmediata armonización de todos los aspectos relativos al sector eléctrico – el proceso de armonización puede ser gradual y no necesita estar completo;
- sencillez: una regulación sencilla facilita la comprensión de las reglas, flexibiliza su evolución, permitiendo adaptar el funcionamiento del mercado a la evolución de la tecnología y al comportamiento de los agentes, y favorece la simplificación legislativa, de acuerdo con las orientaciones comunitarias;
- transparencia: es fundamental para garantizar la justicia de las normas y su aplicación, así como la credibilidad del sistema;
- eficiencia: debe incentivarse sistemáticamente, tanto en el ámbito de la expansión y utilización de las redes (monopolios) como en los sectores competitivos (producción y comercialización);
- estabilidad: es indispensable para el desarrollo ordenado del mercado y para que se concreten las inversiones necesarias;
- seguridad: porque el funcionamiento del mercado no está exento de riesgos, es importante que el MIBEL esté dotado de mecanismos de supervisión, alarma y control que eviten riesgos del propio sistema y garanticen, especialmente, niveles adecuados de seguridad de abastecimiento y de calidad de servicio.

En la elaboración del modelo de organización del MIBEL que se presenta en este documento se han tenido en cuenta:

- los objetivos y principios establecidos en el Protocolo de 14 de Noviembre de 2001;
- la legislación comunitaria aplicable, en particular la Directiva 96/92/CE;
- las propuestas de la Comisión Europea de Marzo de 2001 y las conclusiones del Consejo Europeo de Barcelona de 16 de Marzo de 2002 sobre el mercado interior de la energía;
- las políticas energéticas de España y de Portugal;

- las recientes experiencias de funcionamiento del mercado de la electricidad en España y en Portugal;
- las contribuciones y sugerencias recibidas de operadores, empresas, asociaciones de consumidores, institutos de investigación y demás partes interesadas, en el marco de la consulta pública organizada conjuntamente por la CNE y por la ERSE;
- algunas experiencias internacionales de funcionamiento de mercados de electricidad, concretamente las del Reino Unido, Escandinavia y los Estados Unidos de América;
- las recomendaciones del Consejo de los Reguladores Europeos de Energía;
- las conclusiones del Foro de Reguladores de Electricidad (Foro de Florencia).

Por lo que se refiere a los objetivos y principios, el Protocolo de 14 de Noviembre de 2001 caracteriza al MIBEL del siguiente modo:

1. Entra en funcionamiento el día 1 de Enero de 2003.
2. Permite “el acceso a todos los participantes en condiciones de igualdad, transparencia y objetividad”.
3. Garantiza “a todos los agentes establecidos en ambos países el acceso al Operador de Mercado Ibérico y a las interconexiones con terceros países, en condiciones de igualdad y libertad de contratación bilateral”.
4. Se rige “por los principios de la libre competencia, transparencia, objetividad y eficiencia”.
5. Es “fluido y eficaz, está dotado de los mecanismos de seguimiento y control necesarios para garantizar la satisfacción de las necesidades de los consumidores, la seguridad del abastecimiento a corto y a largo plazo y la plena compatibilidad con los objetivos de eficiencia energética y fomento de las energías renovables en ambos países”.

El Protocolo establece, además, que:

1. El Operador de Mercado Ibérico (OMI) actúe de forma rigurosamente imparcial y su capital esté abierto a las empresas de ambos países.
2. Se refuercen las interconexiones eléctricas entre España y Portugal.
3. Se eliminen “potenciales barreras legislativas y administrativas al pleno desarrollo” del MIBEL.
4. Se “realicen las adaptaciones legislativas necesarias para asegurar la homogeneidad de las condiciones de gestión y funcionamiento de los agentes económicos, de modo que se asegure el pleno ejercicio de la libertad empresarial, en el respeto de los principios económicos comunes”
5. La REE y la REN armonicen los procedimientos “que permitan la explotación conjunta de los dos sistemas en condiciones óptimas de eficiencia, economía y seguridad”.

6. “Las autoridades reguladoras de los dos países acordarán el reparto de los costes asociados a la implementación del Mercado Ibérico de Electricidad por parte de los operadores de ambos países”.

Por lo que se refiere a la legislación comunitaria, conviene recordar que España y Portugal se anticiparon en algunos años a la fecha prevista para la aplicación de la directiva 96/92/CE, habiendo también abierto los correspondientes mercados eléctricos más allá del umbral mínimo exigido. España y Portugal han apoyado las propuestas de la Comisión Europea de Marzo de 2001, elaboradas como consecuencia del Consejo Europeo de Lisboa del 23 y 24 de Marzo de 2000 y aprobadas en lo esencial por el Consejo Europeo de Barcelona del 15 y 16 de Marzo de 2002, con vistas a acelerar la liberalización e integración del mercado interior de la electricidad. Esas propuestas contemplan, concretamente, los puntos siguientes

- progresiva elegibilidad de todos los consumidores de energía;
- separación jurídica de las actividades de transporte y distribución de las actividades de comercialización y producción de la energía eléctrica;
- transparencia de las tarifas de acceso y uso de red aprobadas por autoridades reguladoras independientes;
- existencia de capacidad de interconexión relativa a, por lo menos, el 10% de la capacidad de producción instalada, en el 2005.

España y Portugal tienen objetivos ambiciosos en materia de promoción de la producción de energía eléctrica a partir de fuentes renovables y de plantas de cogeneración, así como de promoción de la utilización eficiente de la energía y de la gestión de la demanda. Tal como se establece en el Protocolo, es importante que el MIBEL sea plenamente compatible con la consecución de esos objetivos.

En el ámbito de las misiones de interés general atribuidas al sector eléctrico en España y en Portugal, que el MIBEL ha de salvaguardar, se cuentan, además, la universalidad del servicio, la uniformidad tarifaria y la protección de consumidores vulnerables.

A partir del 1 de Enero de 2003, la Península Ibérica pasará a constituir un mercado integrado de la electricidad, interactuando de forma homogénea con el resto del espacio de la Unión Europea a través de las interconexiones entre España y Francia. Esta realidad deberá tenerse en cuenta, especialmente, en el marco de los mecanismos de comercio transfronterizo de la electricidad y del tratamiento de las congestiones en las interconexiones.

### 3 BREVE EVALUACIÓN DE LA SITUACIÓN ACTUAL DEL SECTOR ELÉCTRICO EN ESPAÑA Y PORTUGAL

El consumo de energía eléctrica en España y Portugal presenta:

- estructuras sectoriales muy semejantes (doméstico: 25%; industria: 40%; servicios: 30%; agricultura y transportes: 5%);
- tasas de crecimiento medio anual muy por encima de la media europea (en la década 1990-1999: 4,9% en Portugal; 3,9% en España y 1,8% en la Unión Europea UE15) – aunque los valores de consumo per cápita se sitúen por debajo de la media europea (3677 kWh en Portugal, 4694 kWh en España y 5681 kWh en la Unión Europea);
- tasas de crecimiento medio anual muy superiores a las respectivas tasas de crecimiento del PIB (que en la década 1990-1999 fueron de 2,5% en Portugal y de 2,4% en España) – en consecuencia, intensidades eléctricas crecientes;
- grado de penetración en el consumo final de energía creciente y semejante en ambos países (casi un 18%).

Actualmente, los únicos clientes que todavía no son libres para escoger su suministrador son los de baja tensión. El porcentaje del consumo correspondiente a clientes elegibles –esto es, por encima de la baja tensión – es del 58% en España y del 45% en Portugal. Los clientes elegibles que efectivamente han cambiado de suministrador representan casi el 32% y el 4% del consumo total, en España y Portugal, respectivamente

Las cuatro mayores empresas de distribución – todas ellas pertenecientes a grupos empresariales también propietarios de medios de producción y comercialización –, referido a datos de 2001, abastecen cerca del 94% de los consumidores de energía eléctrica de la Península Ibérica, con cuotas del 33%, 32%, 16% y 13%, respectivamente

La producción en régimen especial (PRE) – cogeneración y fuentes renovables, excluyendo la gran hidráulica – corresponde actualmente, aproximadamente, al 14% de la producción total de la energía eléctrica en cada uno de los países, con tendencia creciente. Los objetivos de España y Portugal para el 2010, en materia de porcentaje de la producción total a partir de fuentes renovables (incluyendo la gran hidráulica), son del 29% y del 39%, respectivamente. Por lo que se refiere a la cogeneración, el objetivo es del 18% en ambos países.

La potencia hidráulica instalada (incluyendo la minihidráulica) corresponde a casi un tercio de la capacidad total instalada en cada sistema, la productividad hidroeléctrica es muy semejante en los dos países, presentando grandes variaciones anuales. La producción a partir de centrales de carbón supone casi un tercio de la producción total, que incluye, además, gas natural, fuel y nuclear (en España).

Tanto España como Portugal son autosuficientes en materia de abastecimiento de energía eléctrica, disponen de márgenes de reserva suficientes (aunque sensibles a la irregularidad hídrológica) y están construyendo varias centrales eléctricas, en su mayoría de tipo de ciclo combinado y eólico.

Las cuatro mayores empresas de producción –todas ellas pertenecientes a grupos empresariales también propietarios de empresas de distribución, de comercialización y de producción a partir de fuentes renovables – son las responsables de, aproximadamente, el 71% de la producción total de la Península Ibérica (o de, aproximadamente, el 81% de la producción en régimen ordinario), referido a datos de 2001, con cuotas que ascienden al 31%, 20%, 10% y 10%, respectivamente.

La gran mayoría de las empresas de producción de energía eléctrica en régimen ordinario actualmente instaladas en la Península Ibérica gozan de una protección de sus ingresos. En España esa protección se da, especialmente, por los “Costes de Transición a la Competencia (CTC)”, a recuperar antes del 2010. En Portugal, cada central eléctrica vinculada dispone de un contrato de venta exclusiva a la REN para el abastecimiento del Sistema Eléctrico de Servicio Público, variando la duración del contrato según el tiempo de vida de la central (el último contrato expira en el 2024).

La red de transporte española comprende las instalaciones de 400 kV y 220 kV, que, si bien pertenecen a varias empresas, son, en su mayoría, propiedad de REE, que es el único operador de sistema. La red de transporte portuguesa comprende las instalaciones de 400 kV, 220 kV y 150 kV, pertenecientes a la REN, que es, también, el único operador de sistema. La REE y la REN tienen estructuras accionariales diversificadas, ambas, sin embargo, tienen participación pública (mayoritaria en el caso de la REN) y de las empresas eléctricas existentes.

La interconexión entre España y Portugal se realiza a través de dos líneas de 400kV y tres líneas de 220 kV, a las que corresponde una capacidad térmica máxima de unos 3300 MW. El valor indicativo de la capacidad disponible para fines comerciales varía, según los operadores de sistema, entre 550 MW (Verano, de Portugal a España) y 850 MW (Invierno, de España a Portugal). Los valores registrados durante el año 2001 se situaron entre los 50 MW y los 1500 MW.

La interconexión entre España y Francia se realiza a través de dos líneas de 400 kV, dos líneas de 220 kV, una línea de 132 kV y una de 110 kV.

El marco legal y reglamentario del sector eléctrico prevé, tanto en España como en Portugal, la coexistencia de un régimen de contratación bilateral libre con un mercado organizado gestionado en régimen de exclusividad (por la OMEL en España, por la REN – Gestor de Ofertas en Portugal). Sin embargo, las disposiciones legales y/o reglamentarias han terminado de condicionar el desarrollo concreto del mercado, privilegiando un régimen en detrimento del otro; en España se favoreció al mercado organizado, mientras en Portugal se favoreció la contratación bilateral. A medida que la liberalización del mercado avanza, se hace cada vez más evidente la necesidad de una coexistencia efectiva de ambas formas de contratación: organizada y bilateral.

Del breve análisis del sector eléctrico en España y en Portugal se pueden sacar las conclusiones principales siguientes:

- Inexistencia de desequilibrios estructurales, tanto a nivel individual como en el conjunto de los dos sistemas. A pesar de la diferencia de dimensiones (casi de 5 a 1), los dos sistemas presentan estructuras y trayectorias análogas, lo que facilita la construcción del MIBEL
- Crecimiento muy elevado del consumo de energía eléctrica y de punta (potencia máxima), lo que obliga a proceder a importantes inversiones en nueva capacidad de producción.
- Crecimiento muy elevado de la inversión subvencionada – directa o indirectamente – en nueva capacidad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables y de plantas de cogeneración (producción en régimen especial).
- Necesidad de considerar armonizar las reglas de recuperación de las inversiones de los productores en régimen ordinario, garantizando que la efectiva recuperación de los costes de transición a un entorno de mercado no distorsione la competencia entre productores ni la formación de los precios de la energía eléctrica en el mercado.
- El panorama empresarial se caracteriza por la existencia de cuatro grandes grupos, lo que obliga a prever mecanismos de control y de actuación adecuados, así como incentivos eficaces para el desarrollo de la competencia entre ellos y para la entrada de nuevos operadores. Es, sin embargo, positivo, que algunos de estos grupos hayan comenzado su “iberización” antes incluso de la firma del Protocolo mediante la adquisición de activos, la inversión en nuevas centrales eléctricas, el comercio mayorista transfronterizo y la venta a clientes finales en ambos países.
- Necesidad de acelerar la construcción de nuevas líneas de interconexión y de reforzar las existentes, tanto en la frontera España – Portugal, como en la frontera España – Francia. Las actuales capacidades de interconexión son insuficientes para el desarrollo, no solo del MIBEL, sino también del mercado interior de la energía.

#### 4 PRINCIPALES OPCIONES QUE CONFIGURAN EL MODELO DE ORGANIZACIÓN DEL MIBEL

La elaboración del modelo de organización del MIBEL que se describe en el capítulo siguiente, se basa en los principios enunciados en el capítulo 2 y en la evaluación conjunta de la situación actual del sector eléctrico en España y Portugal que se presenta en el capítulo 3. Las sugerencias recogidas en el marco del proceso de consulta pública han sido analizadas y ponderadas por la CNE y por la ERSE, habiéndose incorporado ampliamente al modelo. A continuación se presentan y justifican las principales opciones adoptadas conjuntamente por la CNE y por la ERSE en la elaboración del modelo de organización del MIBEL.

a) Poner al mercado organizado y a la contratación bilateral en pie de igualdad

El Protocolo de 14 de Noviembre de 2001 es claro cuando pone en pie de igualdad la libertad de acceso al Operador del Mercado Ibérico y la libertad de contratación bilateral. Es por ello necesario eliminar todos los obstáculos susceptibles de favorecer a una forma de relación comercial respecto de la otra y estimular la aparición de formas de contratación que hagan de puente entre la contratación *spot* y la contratación bilateral física actualmente existentes, tal es el caso, concretamente, del mercado organizado a plazo, cuya introducción se prevé ya en la fase inicial del MIBEL.

b) Asegurar la transparencia del MIBEL y la liquidez del mercado organizado

La CNE y la ERSE entienden que frente al nivel de concentración y de integración vertical actualmente existente, es necesario garantizar al MIBEL un alto grado de transparencia y al mercado organizado una liquidez adecuada. Siendo previsible, a la vista de las recientes experiencias de España, Portugal y de los países que han liberalizado al 100% el mercado eléctrico, que la adhesión de consumidores a suministradores alternativos se hará de forma gradual, se aprovecha el abastecimiento de los consumidores que permanecen en el régimen de tarifa regulada para asegurar al mercado organizado niveles mínimos de liquidez.

c) Ofrecer a todos los consumidores las mismas oportunidades

El desarrollo equilibrado del MIBEL requiere niveles de elegibilidad equivalentes en los dos países. Actualmente esa igualdad está asegurada, en la medida en que todos los consumidores ligados a la red a una tensión superior a 1 kV son elegibles. Es importante que la generalización del derecho de elección del suministrador de energía eléctrica a todos los consumidores se produzca simultáneamente en España y Portugal y se lleve a cabo con procedimientos idénticos y con la mayor brevedad posible. Al tratarse de un universo de unos 25 millones de consumidores, las

medidas técnicas y organizativas a adoptar se revisten de una gran complejidad e implican costes que no pueden ser ignorados. La opinión generalizada es que la elegibilidad efectiva de los clientes de baja tensión el día 1 de Enero de 2003 en los dos países es deseable, pero no es una condición determinante para el éxito del MIBEL. La materialización de la elegibilidad de los clientes de baja tensión en fecha posterior, aunque tan próxima como sea posible, no constituye un riesgo para el correcto funcionamiento del MIBEL.

- d) Incentivar la inversión a través de un pago a los productores por la “garantía de potencia”

El elevado crecimiento del consumo de energía eléctrica en la Península Ibérica y la reducida capacidad de interconexión con Francia, que no permite aprovechar las potenciales ventajas resultantes del exceso de capacidad de producción existente en Europa Central, hacen necesario invertir de forma considerable en nuevas centrales eléctricas. El pago a todos los productores en régimen ordinario, ya instalados o que vengán a instalarse en la Península Ibérica durante el primer período de regulación, de una prima equivalente a la “garantía de potencia” constituye un incentivo necesario para la creación y puesta en marcha de centrales eléctricas, aunque no sea, por sí solo, condición suficiente para garantizar el abastecimiento. Por tal motivo, se impone la introducción de mecanismos adecuados de supervisión y control de los márgenes de reserva esperados en la Península Ibérica, de acuerdo, por otra parte, con las propuestas de la Comisión Europea de Marzo de 2001.

Los beneficios de la garantía de potencia deberán establecerse por una tarifa regulada, idéntica en España y Portugal, aplicable a todos los clientes con independencia de la forma en que contraten el suministro de energía eléctrica.

- e) Evitar que la recuperación de los “costes ociosos” constituya una distorsión del mercado

La modificación del marco legal del sector eléctrico español, que tuvo lugar en 1998, así como la renegociación de los contratos de vinculación, que deberá tener lugar en Portugal en el 2002, da lugar al reconocimiento de “costes ociosos” que han de pagar todos los consumidores a los productores de energía eléctrica del país correspondiente. La determinación de la suma a recuperar y la forma de pago a los productores, debe realizarse de modo transparente y asegurar el correcto funcionamiento del mercado

- f) Garantizar al MIBEL estabilidad y previsibilidad mediante la definición de un período de regulación inicial de 4 años. (2003-2006)

La CNE y la ERSE están de acuerdo en que el MIBEL necesita una fase inicial de duración predefinida durante la cual las “reglas del juego” no se modifiquen, a excepción de las medidas cuya introducción diferida se prevea en este momento o de las posibles medidas indispensables para el restablecimiento del correcto funcionamiento del mercado en caso de manifiesto “defecto del mercado”. Durante el período 2003-2006 deberían permanecer inalteradas, concretamente, las tarifas aplicadas a todos los consumidores relativas a las cuantías pagadas a los productores por

“garantía de potencia” y por “costes ociosos”; los posibles ajustes solo deberían quedar reflejados en el período siguiente.

En el período 2003-2006, los comercializadores regulados deberán ofrecer tarifas reguladas a todos los clientes que así lo deseen. Al final de ese período deberá plantearse la evolución deseable para este régimen.

## 5 ORGANIZACIÓN INICIAL DEL MERCADO IBÉRICO

### 5.1 ORGANIZACIÓN DEL MERCADO

La organización propuesta para el MIBEL se basa en la libertad de contratación entre los participantes en el mercado, restringida únicamente por las medidas necesarias para fomentar un adecuado nivel de liquidez y competencia, de acuerdo con lo establecido en el Protocolo de colaboración, en consonancia con la experiencia de los países y de acuerdo con los desarrollos previstos para el sistema español en el 2003.

La contratación de energía eléctrica en el MIBEL se podrá llevar a cabo mediante los siguientes mercados principales:

- mercado libre de contratación bilateral física;
- mercados gestionados por el Operador de Mercado Ibérico (mercados organizados):
  - mercados de productos físicos a plazo;
  - mercado diario.

Estas modalidades de contratación se complementan con un mercado intradiario (mercado organizado de ajustes), gestionado por el OMI, en el que los agentes pueden alterar las posiciones contractuales asumidas en los mercados principales, y por mercados o procesos de operación del sistema, organizados por cada uno de los operadores de sistema en su área de control.

También se prevé una tarifa explícita de garantía de potencia aplicable a las adquisiciones de energía eléctrica, con independencia de la forma de contratación utilizada.

Debido a la existencia de una limitada capacidad de interconexión en la fase de puesta en marcha del MIBEL, se van a establecer mecanismos conjuntos de subasta explícita de capacidad y del tipo *market splitting*. Estos mecanismos se eliminarán a medida que las nuevas líneas de interconexión los hagan innecesarios.

#### 5.1.1 CONTRATACIÓN BILATERAL

La contratación bilateral se configura como uno de los pilares del MIBEL, a semejanza de la mayoría de los mercados eléctricos europeos. De este modo, se permitirán contratos entre todo tipo de productores y los demás agentes cualificados, y se establecerán las condiciones en las que los comercializadores y productores podrán vender energía previamente adquirida a otros productores o agentes externos

Para mantener la transparencia, liquidez y el buen funcionamiento del mercado desde el punto de vista de la libertad de contratación bilateral, se proponen un conjunto de medidas sobre publicidad de la información y condiciones de contratación que se enuncian en el capítulo 6

### 5.1.2 MERCADOS A PLAZO

Se prevé la existencia de un mercado a plazo gestionado por el OMI, en el que se facilitarán productos normalizados. Estos productos pueden asumir la forma de “bloques de potencia” con una duración fija y predefinida.

### 5.1.3 MERCADO DIARIO

Como complemento a la contratación bilateral, se prevé la existencia de un mercado organizado a corto plazo que estará organizado por el OMI. La configuración de este mercado será la de un mercado diario, para la entrega de energía al día siguiente, con un formato similar a la mayoría de los existentes en Europa, y que supone mínimas modificaciones sobre el que existe actualmente en España.

Sus características básicas serán la negociación independiente de energía para cada uno de los 24 períodos horarios del día siguiente a su celebración, la utilización de ofertas sencillas (expresando únicamente la cantidad y el precio) agregadas a nivel de cartera (“portfolio”) o agente, con un algoritmo de convergencia marginalista y resolución de congestiones mediante mecanismos del tipo *market splitting*, quedando siempre fijado el precio por la oferta de venta, de acuerdo con la definición de un mercado que incluye un pago por capacidad.

El resultado del mercado, expresado como ofertas de energía aceptadas por el agente, será comunicado por el OMI a los Operadores del Sistema, que recibirán también de los agentes las comunicaciones de contratación bilateral desagregadas por unidades físicas.

### 5.1.4 MERCADOS DE AJUSTE

Para el sistema ibérico se propone la existencia de un único mercado de ajuste, el Mercado Intradiario, que estará gestionado por el OMI. Este mercado permitirá la participación de todos los agentes, con independencia del modo de contratación previamente escogido, bilateral, mercado a plazo o mercado diario.

Tendrá varias sesiones diarias y el mecanismo de casación será similar al del mercado diario. Su concepción detallada requiere un análisis técnico en profundidad, proponiéndose que su elaboración sea llevada a cabo por un grupo de trabajo coordinado a tal efecto por los Operadores de Sistema y por el

OMI, tras su constitución, con la participación de los agentes del mercado y la supervisión de las autoridades de regulación.

#### 5.1.5 MERCADOS DE SERVICIOS DE SISTEMA

La situación ideal para el funcionamiento del MIBEL sería aquella en que los servicios de sistema estuviesen gestionados de forma unificada en los dos sistemas eléctricos, basados en reglas de mercado transparentes, como si existiese un único operador de sistema ibérico.

No obstante, la situación de partida no permite proponer a corto plazo esa organización, tanto por el escaso tiempo disponible para la puesta en marcha del MIBEL, lo que provocaría riesgos innecesarios al realizar modificaciones significativas en el modo de operar los sistemas, como por la existencia de una capacidad de interconexión limitada, que impediría de hecho la utilización de servicios comunes de operación del sistema.

En los próximos años, a la vista de la experiencia obtenida y, en particular, tras la entrada en funcionamiento de la línea “Alqueva – Balboa”, se revisarán los procedimientos de operación y se considerará la posibilidad de unificar los procesos de operación del sistema

#### 5.1.6 GARANTIA DE POTENCIA

Es fundamental garantizar la seguridad de abastecimiento de energía eléctrica en la Península Ibérica, para lo que hay que promover la existencia de capacidad de producción suficiente a corto y a largo plazo.

Para cada sistema eléctrico existe teóricamente un nivel adecuado de inversión en capacidad de producción y tipo de tecnología, que depende del valor de la energía no suministrada. La determinación por el mercado de este nivel de inversión presenta algunas dificultades, concretamente:

- La previsión del consumo.
- La determinación del valor de la energía no suministrada.
- El plazo de construcción de la nueva capacidad de producción.
- El carácter estocástico de las condiciones hidrológicas.
- El carácter estocástico de la producción renovable en régimen especial.
- La previsión de los precios futuros de la energía primaria.

Estas dificultades, asociadas a la existencia de una parte de producción hidrológica significativa, introducen un alto riesgo de que se produzcan períodos prolongados de escasez, en los cuales una parte significativa de la demanda podrá no estar satisfecha, aún estando dispuesta a pagar un precio elevado para que no se interrumpa. La existencia de estos períodos de desadaptación de la oferta a la demanda podrá conducir a una elevada volatilidad del precio del mercado debido a que el tiempo de respuesta de la adecuación de la oferta de energía a la demanda es muy superior al tiempo de respuesta de la adecuación de la demanda al precio.

Para minimizar este riesgo se prevé la existencia de un pago regulado de potencia a todos los productores en régimen ordinario, o en régimen especial que participen en el mercado, en cualquiera de sus modalidades de contratación, ya instalados o que se instalen en la Península Ibérica durante el primer período de regulación (2003 a 2006), dependiente de su disponibilidad en los períodos de mayor demanda.

Los beneficios de este pago regulado a los productores se establecerán en una tarifa regulada de garantía de potencia idéntica en España y en Portugal, aplicable a todos los clientes con independencia de la forma en que se contrate el suministro de energía eléctrica.

## **5.2 ENTIDADES QUE INTERVIENEN EN EL MERCADO**

El proceso de autorización del ejercicio de actividad a los agentes que participan en el MIBEL deberá ser único y común en ambos países, de forma que una autorización concedida en España o en Portugal permita desarrollar la actividad que corresponda a esa autorización en toda la Península Ibérica.

### **5.2.1 SEPARACIÓN DE ACTIVIDADES**

El correcto funcionamiento del mercado eléctrico requiere la separación jurídica y contable entre, por un lado, actividades liberalizadas (producción y comercialización), cuyos precios se establecen según criterios de mercado y, por otro lado, actividades reguladas (distribución, transporte, operación del sistema y operación del mercado), para las cuales existen precios públicos establecidos administrativamente. De otra forma pueden producirse situaciones de subvenciones cruzadas y de conflicto de intereses que disminuyen la confianza de los agentes en el mercado y degradan su eficiencia. Se impone, por tanto, una plena separación jurídica entre ambos tipos de actividad, sin perjuicio de que un mismo grupo empresarial pueda tener participaciones en filiales o sociedades cuyos objetos sociales sean, indistintamente, de ámbito regulado o liberalizado. Sin embargo, sería deseable que no exista participación de empresas de producción, distribución o comercialización de energía eléctrica en el capital de los operadores de sistema y de mercado. En cualquier caso, dicha participación quedará limitada global e individualmente para los agentes del sector eléctrico.

## 5.2.2 OPERADOR DE MERCADO IBÉRICO

El Operador de Mercado Ibérico (OMI) será la entidad responsable de la gestión de los mercados diario, intradiario y a plazo. Sus funciones incluyen la aceptación de las ofertas de compra y venta de energía de los agentes de mercado, la casación de estas ofertas y la liquidación de las transacciones efectuadas en los mercados que gestiona, con base en los programas de compra y venta de energía. El OMI será único y llevará a cabo sus actividades en régimen de exclusividad. Su actividad estará regulada y se regirá por los principios de transparencia, objetividad e independencia.

Se deberán establecer procedimientos adecuados para las relaciones entre el OMI y los Operadores de Sistema que faciliten la comunicación de la información asociada a las cantidades físicas transaccionadas.

El OMI deberá asegurar el registro y la divulgación, a los agentes participantes en el mercado, al público y a las autoridades reguladoras, de la información relevante relacionada con el funcionamiento del mercado. La divulgación de la información deberá basarse en los principios siguientes:

- la información a divulgar sistemáticamente incluirá todos los hechos que se consideren importantes para la formación de los precios en el mercado;
- la información se divulgará, simultáneamente, a todos los que intervienen en el mercado;
- la información deberá agregarse a un nivel que asegure la confidencialidad de la información relativa a un agente en particular;
- todos los agentes que intervienen deberán tener acceso a la información relativa a su participación en el mercado.

El OMI deberá asegurar una total transparencia e independencia en el ejercicio de sus funciones, concretamente a través de la implantación de mecanismos complementarios de información y auditoría.

El OMI tendrá, además, el deber de justificar ante todos los que intervienen en el mercado las decisiones adoptadas

Los procedimientos de actuación del OMI constarán en el Manual de Procedimientos del Operador del Mercado Ibérico.

Todos los agentes que intervengan en los mercados gestionados por el OMI deberán adherirse a las normas y condiciones de funcionamiento y de liquidación establecidas en el Manual de Procedimientos del Operador del Mercado Ibérico. Las responsabilidades, derechos y obligaciones, así como las condiciones de participación de los diversos agentes de ofertas en los mercados mayoristas de energía eléctrica gestionados por el OMI estarán definidas en el Contrato de Adhesión de Agente de Ofertas, contrato que deberá celebrarse con carácter obligatorio para participar en dichos mercados

El OMI realizará la casación de las ofertas de compra y venta de energía eléctrica emitidas por los agentes de ofertas, de acuerdo con las normas definidas en el Manual de Procedimientos del Operador de Mercado Ibérico e informará a todos los agentes que intervienen del resultado de dicha casación.

Es también competencia del OMI proceder a la liquidación de las ofertas de compra y venta, con base a los programas de energía contratados en sus mercados, de acuerdo con las normas que se establecerán en el Manual de Procedimientos del Operador del Mercado Ibérico.

Los agentes de ofertas que actúen en los mercados gestionados por el OMI, ya sea como compradores de energía eléctrica, ya sea como vendedores, deberán proceder a prestar, ante el OMI, las garantías adecuadas para la cobertura de las obligaciones económicas que se deriven de la participación correspondiente en los mercados en los que intervengan. La prestación de estas garantías deberán formar parte del contrato de adhesión y se establecerán de acuerdo con las normas del Manual de Procedimientos del Operador del Mercado Ibérico.

Los agentes que intervienen en el mercado podrán reclamar ante el OMI cualquier decisión que les afecte. El OMI deberá llevar un registro de reclamaciones que podrá ser auditado por las autoridades reguladoras.

El funcionamiento del OMI estará supervisado por las autoridades reguladoras a través de una Comisión de Seguimiento (“Comité de Regulación del MIBEL”) que tendrá competencia, *inter alia*, para la resolución de conflictos con base en mecanismos extrajudiciales, sin perjuicio del recurso a instancias judiciales. Las autoridades reguladoras de ambos países deberá establecer la composición y demás competencias de este Comité, antes de que concluya el año 2002.

El OMI deberá proceder a publicar el Manual de Procedimientos del Operador de Mercado Ibérico y el Contrato de Adhesión del Agente de Ofertas, previa aprobación por parte de las autoridades reguladoras de España y Portugal.

### 5.2.3 OPERADORES DE SISTEMA

Los dos Operadores de Sistema, actualmente existentes en ambos países, siguen siendo los responsables de la seguridad y gestión técnica del sistema en cada una de sus áreas de control.

Los Operadores de Sistema deberán ser informados por el OMI de las cantidades contratadas, una vez que se haya producido la casación de las ofertas de compra y de venta en los mercados de energía. Los Operadores de Sistema deberán también ser informados por los agentes de mercado de los programas de producción/consumo asociados a los contratos bilaterales físicos.

Los Operadores de Sistema deberán recibir de cada agente de ofertas, una vez que éstos hayan efectuado la gestión interna de las cantidades contratadas en el mercado o bilateralmente, la comunicación de la desagregación de esos valores por central o por punto de consumo (subestación de la red de transporte).

La participación del OMI y de los agentes en este proceso de comunicación, permite el establecimiento de un mecanismo de verificación cruzada de las informaciones relativas a las cantidades de energía a entregar a la red y a gestionar por los Operadores de Sistema.

Una vez recibidos los programas desagregados de producción, compete a los Operadores de Sistema :

- La validación de los programas de producción, a nivel horario, a través de la verificación y gestión de restricciones técnicas de las redes o de las interconexiones;
- La gestión de los servicios de sistema;
- La gestión de congestiones en las interconexiones en distintos horizontes temporales.

La definición de procedimientos de gestión de restricciones internas y en las interconexiones, de procedimientos de actuación en situaciones de emergencia, de procedimientos de lectura, recogida y tratamiento de las medidas, del tratamiento y liquidación de los desvíos y de los servicios del sistema, así como de los procedimientos de comunicación con los agentes y la divulgación de la información a los agentes, al público y a las autoridades de regulación, entre otras materias, será objeto del Manual de Procedimientos de los Operadores de Sistema Ibéricos, que elaborarán conjuntamente los dos Operadores del Sistema y que será aprobado por las autoridades reguladoras de los dos países

De acuerdo con el Protocolo de 14 de Noviembre, los Operadores de Sistema deberán establecer procedimientos armonizados para la planificación y gestión de las redes y de las interconexiones, teniendo en cuenta la localización de los futuros centros de producción, las previsiones de crecimiento del consumo y la necesidad de reforzar las interconexiones. En este sentido, es una ventaja que los Operadores del Sistema también sean los propietarios de la infraestructura del transporte de energía eléctrica.

Para asegurar la gestión eficaz del MIBEL deberá crearse un “Comité de Gestión Técnica del MIBEL”, que estará formado por los operadores de sistema de los dos países.

#### 5.2.4 PRODUCTORES EN RÉGIMEN ORDINARIO

Los productores de energía eléctrica en régimen ordinario son entidades físicas o jurídicas que tienen como objeto producir energía eléctrica en régimen de competencia, y que pueden construir, operar y mantener las centrales de producción de energía de las que son propietarios.

Los productores pueden establecer contratos bilaterales físicos, negociados directamente con los consumidores elegibles o comercializadores, o participar en los mercados organizados. Pueden también suministrar servicios de sistema, contratando el suministro de esos servicios o participando en mercados específicos organizados por los Operadores de Sistema. Las ofertas de venta de energía en los mercados mayoristas podrán efectuarse de forma agregada, a nivel de *portfolio* o por agente.

El productor en régimen ordinario debe poner toda su capacidad disponible en cada momento en el mercado. La participación en los mercados organizados deberá realizarse a través de la presentación de ofertas de venta, siempre que el producto disponga de la capacidad de producción disponible.

La participación en los mercados de servicios de sistema está determinada por las condiciones técnicas de cada tipo de instalación.

### 5.2.5 CONSUMIDORES ELEGIBLES

Los consumidores elegibles (o cualificados) tienen derecho a elegir libremente a su suministrador de energía eléctrica. Se consideran consumidores elegibles todos aquellos que cumplan las condiciones establecidas por las autoridades competentes.

Los consumidores elegibles podrán adquirir la energía eléctrica a través del comercializador regulado, de un comercializador o directamente en los mercados organizados.

La participación en los mercados organizados obligará a los consumidores elegibles al cumplimiento de las reglas y procedimientos que se establezcan para la participación de los agentes en estos mercados.

Actualmente son elegibles todos los consumidores ligados a la red a una tensión superior a 1 kV. Se espera que en el 2003 la elegibilidad se extienda a todos los consumidores

### 5.2.6 COMERCIALIZADORES

Los comercializadores son personas jurídicas autorizadas para efectuar el suministro de energía eléctrica a los consumidores elegibles, pudiendo vender la energía eléctrica adquirida a los productores o a otros agentes cualificados.

La actividad de comercialización se presta en condiciones de libre competencia, debiendo, por lo tanto, quedar separada de la actividad de distribución.

Para ejercer la actividad de comercialización será necesario que los interesados obtengan de la entidad administrativa competente la correspondiente licencia o autorización. Como suministradores de energía eléctrica, los comercializadores deben garantizar a todos los consumidores que lo soliciten la satisfacción

de sus necesidades de energía, en el respeto de los principios que caracterizan al servicio universal, cumpliendo la legislación aplicable, especialmente, en materia de protección del consumidor.

En el ámbito de los contratos de suministro celebrados, compete a los comercializadores desarrollar las funciones asociadas a las relaciones comerciales, especialmente, la facturación de la energía suministrada y su correspondiente cobro, sometiéndose al cumplimiento de los indicadores y patrones establecidos en materia de calidad de servicio de naturaleza comercial, así como a los deberes especiales de información sobre las condiciones de prestación de servicio.

Son también obligaciones de los comercializadores el mantenimiento de un registro actualizado de sus clientes, así como la adopción de normas y procedimientos que aseguren el desarrollo de sus actividades de acuerdo con las buenas prácticas comerciales y de marketing.

Los comercializadores pueden proceder al pago de las tarifas de uso de las redes y otros servicios en nombre de sus clientes, así como a la prestación de las correspondientes garantías que vinieren a establecerse, ante las entidades que ostenten las redes de transporte y distribución.

Durante este año deberán establecerse procedimientos y reglas que aseguren de forma técnica y económicamente eficiente, la adquisición y el tratamiento de los datos necesarios para la valoración de los ingresos y pagos correspondientes a todos los intervinientes en el mercado, así como para proceder a la liquidación de todas las transacciones efectuadas.

La primera dificultad a superar se refiere a la medición de la energía consumida en cada planta consumidora con la desagregación temporal adecuada a la participación en el mercado. Hasta que no se instalen los equipos de medición adecuados, será necesario adoptar medidas que permitan la participación de estos clientes en el mercado de energía eléctrica, especialmente a través de la definición de curvas de carga tipo. La definición de curvas de carga tipo, necesariamente, tendrá que producirse antes de la elegibilidad de los consumidores de BT.

La existencia de una entidad responsable de la realización de las actividades de adquisición, comunicación y tratamiento de datos de medición en estrecha colaboración con los operadores de Sistema, constituye una solución adecuada desde el punto de vista técnico y económico, pudiendo, además, contribuir a una mayor transparencia del funcionamiento del mercado, especialmente facilitando el acceso a la información de todos los interesados.

Los comercializadores deberán mantener un registro actualizado de las reclamaciones presentadas por sus clientes y podrán ejercer, así mismo, su derecho de reclamación ante los agentes del mercado con los que se relacionen y ante las autoridades reguladoras.

Para los conflictos surgidos de la relación comercial y contractual entre los comercializadores y los otros agentes del mercado, así como, entre los comercializadores y sus clientes, deberán establecerse

mecanismos rápidos y seguros de resolución extrajudicial de conflictos, en concreto el arbitraje voluntario, sin perjuicio del recurso a las instancias judiciales.

### 5.2.7 COMERCIALIZADOR REGULADO

En términos generales, los comercializadores regulados ejercerán su actividad de forma semejante a la del resto de los comercializadores. Están, sin embargo, sujetos a una regulación que establece obligaciones especiales respecto de la adquisición de energía eléctrica para el abastecimiento de sus clientes y la obligatoriedad de aplicar la tarifa integral o de venta a clientes finales aprobada por las autoridades reguladoras.

El comercializador regulado asegura una transición del sistema actual a un nuevo sistema eléctrico que se pretende que esté totalmente liberalizado. De esta forma, los clientes que no deseen optar ya por un nuevo suministrador de energía eléctrica podrán ser abastecidos por el comercializador regulado asociado inicialmente a la entidad que ostente la licencia de distribución de la zona donde estén situadas sus instalaciones.

Durante ese período de transición, los clientes que no deseen ejercer su derecho a elegir suministrador deberán ser abastecidos mediante el comercializador regulado, pagando, a tal efecto, la correspondiente tarifa integral o de venta a clientes finales.

El comercializador regulado deberá adquirir la energía necesaria para abastecer a sus clientes exclusivamente en los mercados organizados a plazo, diario y de ajuste, de acuerdo con la metodología que deberán desarrollar la CNE y la ERSE. Estas adquisiciones de energía eléctrica por parte del comercializador regulado a través del mercado organizado deben maximizar la transparencia del MIBEL y la liquidez de todos los mercados organizados, contribuyendo a garantizar que los precios formados en esos mercados constituyan índices sólidos y fiables.

Para evitar posibles movimientos oportunistas de clientes entre el mercado y las tarifas ofrecidas por el comercializador regulado, dictados por las fluctuaciones del precio de la energía eléctrica en el mercado, se podrá establecer una duración mínima de los contratos celebrados entre el comercializador regulado y sus clientes.

Por lo que se refiere a la información que se ha de prestar a las autoridades reguladoras, los comercializadores regulados tendrán mayores responsabilidades respecto del resto de los comercializadores. En efecto, los comercializadores regulados estarán obligados a facilitar toda la información necesaria que permita a los reguladores la publicación de tarifas y la fijación de precios de otros servicios relacionados con el suministro de energía eléctrica.

### 5.2.8 TRANSPORTISTA

La empresa responsable de la actividad del transporte poseerá redes e instalaciones eléctricas en MAT, estando su actividad orientada, exclusivamente, a la construcción, mantenimiento y gestión técnica de las redes, para permitir el acceso a terceros y gestionar de forma eficiente las infraestructuras y los medios técnicos disponibles. No podrán comprar o vender energía.

La prestación de los servicios asociados a la actividad del transporte de energía eléctrica se remunerará a través de las tarifas reguladas de uso de las redes de transporte.

### 5.2.9 DISTRIBUIDOR

Las empresas distribuidoras serán empresas propietarias de redes de distribución en AT, MT y BT, con actividad y remuneración reguladas. No podrán comprar o vender energía eléctrica.

Estas empresas serán responsables de la planificación, construcción, mantenimiento y gestión técnica de las redes de forma que se permita el acceso de terceros y gestionar de forma eficiente las infraestructuras y los medios técnicos disponibles.

La prestación de los servicios asociados a la actividad de distribución se remunerará mediante tarifas reguladas de uso de las redes de distribución y de prestación de servicios regulados.

### 5.2.10 AGENTE EXTERNO

Los agentes externos son los sujetos autorizados para entregar o recibir energía eléctrica procedente de otros sistemas externos. La autorización o procedimiento que se conceda a estos agentes a los efectos de su participación en el mercado organizado podrá contemplar la aplicación de los principios de igualdad de tratamiento intracomunitario o de reciprocidad en su país de origen.

## 6 TARIFAS

### 6.1 SISTEMAS TARIFARIOS

Las estructuras tarifarias de Portugal y de España deben establecerse de acuerdo con los siguientes principios:

- Igualdad de trato y de oportunidades.
- Transparencia y sencillez en la formulación y establecimiento de las tarifas.
- Eficiencia en la asignación de costes, asegurando la inexistencia de subvenciones cruzadas.
- Eficiencia económica en la utilización de las redes y de la energía eléctrica.
- Contribución a la mejora de las condiciones medioambientales, permitiendo, concretamente, una mayor transparencia en la utilización de las energías renovables y endógenas así como la planificación y gestión de los recursos energéticos.

Por estructura tarifaria se entiende el conjunto de tarifas reguladas a aplicadas a todos los clientes con independencia de su forma de participación en el mercado, el conjunto de conceptos de facturación de las tarifas, sus reglas de cálculo, los precios asociados, así como las relaciones entre los conceptos y los precios de una misma tarifa y entre los conceptos y los precios de las distintas tarifas.

La definición y publicación de la metodología de cálculo de las diversas tarifas reguladas asegurará la estabilidad de la regulación y la transparencia, contribuyendo a la eficiencia del mercado y a la confianza de los agentes.

El correcto funcionamiento del mercado eléctrico exige la separación de las actividades reguladas ejercidas en régimen de monopolio (transporte, distribución, gestión comercial de redes, operación del sistema y operación del mercado) de las actividades liberalizadas (producción y comercialización).

La actividad regulada del transporte de energía eléctrica incluye el establecimiento, operación y mantenimiento de las redes de transporte.

La actividad regulada de la distribución de energía eléctrica corresponde a la planificación, establecimiento, operación, mantenimiento y coordinación de las redes de distribución de forma que se canalice la energía eléctrica desde los puntos de recepción hasta los clientes finales.

La actividad regulada de gestión comercial de redes incluye, especialmente, la contratación, la lectura, la facturación y el cobro de los servicios asociados al uso de redes y a otros servicios o pagos regulados.

La actividad regulada de operación del sistema incluye la coordinación técnica del sistema eléctrico de forma que se garanticen los niveles adecuados de calidad, seguridad y estabilidad.

La actividad regulada de operación del mercado incluye la coordinación comercial del mercado ibérico.

La actividad liberalizada de producción de energía eléctrica incluye la operación y mantenimiento de los centros de producción y la generación de energía eléctrica para el abastecimiento de los consumos.

La actividad liberalizada de la comercialización de la energía eléctrica comprende las estructuras comerciales de venta de energía eléctrica a los clientes, así como, especialmente, la contratación, la facturación y el servicio de cobro de energía eléctrica, más allá de las estructuras comerciales de adquisición de energía eléctrica.

La definición del importe de los ingresos de cada actividad regulada (transporte, distribución, gestión comercial de redes, operación del sistema y operación del mercado), basada en una asignación adecuada de costes, garantiza la inexistencia de subvenciones cruzadas entre las distintas actividades reguladas

Para cada una de las actividades reguladas se definen tarifas reguladas, calculadas de manera que su aplicación a las entregas a todos los clientes permita la recuperación de los ingresos previamente establecidos para cada actividad.

Además de la recuperación de los ingresos de las actividades reguladas, a través de las tarifas reguladas correspondientes, el sistema tarifario permitirá la recuperación de otros costes regulados, tales como los sobrecostes de la producción de energía eléctrica en régimen especial, los costes de transición a la competencia, los pagos por garantía de potencia y los costes de las autoridades de regulación. A tal efecto, estos costes regulados se podrán recuperar a través de una tarifa regulada específica o considerarse en el cálculo de los ingresos de una de las actividades reguladas.

Las tarifas reguladas referidas, correspondientes a diferentes actividades o a diferentes pagos, podrán ser agregadas, reduciéndose el número de tarifas a aplicar, mediante el establecimiento y la publicación de:

- Metodología de agregación de las distintas tarifas reguladas, de forma que se garantice la inexistencia de subvenciones cruzadas entre clientes.
- Metodología de desagregación de los ingresos recaudados, por actividad o por tipo de pago, de forma que se garantice la recuperación de todos los ingresos permitidos y la inexistencia de subvenciones cruzadas entre actividades o pagos regulados.

Para cada tarifa regulada las variables de facturación utilizadas y sus reglas de medición deberán traducir los costes efectivamente causados por el servicio suministrado a cada cliente o por el pago regulado previsto, permitiendo una adecuada afectación de los costes según los distintos clientes.

Para cada tarifa regulada los precios de sus variables de facturación deberán tener en cuenta los costes marginales o diferenciales de suministro del servicio correspondiente, garantizándose que la estructura de precios de cada tarifa regulada sea fiel a la estructura de los costes marginales o diferenciales, de forma que se promueva la eficiencia en la utilización de la energía eléctrica y de sus recursos asociados.

Dado que las tarifas reguladas definidas con precios idénticos a los costes marginales o diferenciales podrían impedir la recuperación total de los beneficios de cada actividad o servicio regulado deberán preverse incrementos. Los precios idénticos al valor de los costes marginales o diferenciales deben corregirse por factores multiplicativos o aditivos, o sea, escalonados, de forma que los beneficios permitidos en cada actividad regulada estén proporcionados. Para promover la eficiencia económica los escalones deberán aplicarse a cada concepto tarifario de acuerdo con el inverso de sus elasticidades demanda/precio y no por categorías de consumidores, dejando a salvo la norma de que los precios deben ser independientes del destino dado a la energía y garantizándose la justicia del sistema tarifario.

La definición de tarifas reguladas relativas a otros pagos como los costes de transición a la competencia deberán también tener en cuenta las distintas elasticidades demanda/precio del consumo de energía eléctrica por período horario, no debiendo establecerse por categoría de consumidores por las razones antes referidas.

Para la inclusión en los sistemas tarifarios de metodologías plenamente compatibles con los principios anteriormente expuestos podrán ser necesarios períodos transitorios .

## **6.2 TARIFA DE ACCESO Y TARIFAS DE USO DE RED Y OTROS SERVICIOS**

La tarifa de acceso se obtiene por la suma de las diversas tarifas de cada una de las actividades reguladas aplicables: uso de la red de transporte, usos de la red de distribución por nivel de tensión, gestión comercial de redes, operación del sistema, operación del mercado y otros pagos, tales como, incentivos a la producción en régimen especial, costes de transición a la competencia, pagos por garantía de potencia y costes de las autoridades de regulación.

Por razones de sencillez estas tarifas deberán estar referidas a cada punto de entrega, o sea, el pago por cada uno de los servicios regulados se obtendrá de la aplicación de la tarifa regulada correspondiente a las cantidades medidas en el punto de entrega del cliente.

Este modo de aplicación sencillo supone que las tarifas reguladas relativas a actividades o servicios ejercidos en niveles de tensión superiores al nivel de tensión de entrega, se conviertan al nivel de tensión de entrega. Las reglas de conversión deberán estar orientadas por una metodología clara, transparente y pública, que refleje la estructura de costes de los servicios regulados totales, a lo largo de la cadena de producción, transporte y distribución, y teniendo en cuenta factores de ajuste para pérdidas.

Estas reglas deberán, también, tener en cuenta las medidas suministradas por el conjunto de los equipos de medida existentes, especialmente los instalados en baja tensión, lo que puede obligar a que la facturación de algunos servicios regulados se oriente por curvas de carga tipo (*load profiling*). Las curvas de carga tipo deberán definirse por opción tarifaria con independencia de los diversos destinos dados a la energía eléctrica en cada opción tarifaria.

### **6.3 TARIFA INTEGRAL O TARIFA DE VENTA A CLIENTES FINALES**

Durante el período transitorio de 2003 a 2006 está prevista la existencia de tarifas reguladas de suministro de energía eléctrica a aplicar por los comercializadores regulados.

Estas tarifas reguladas corresponderán a la evolución de las actuales tarifas integrales o de la tarifa de venta a clientes finales, y serán de aplicación a los clientes que no participen en el mercado. Estos clientes podrán ser clientes elegibles que todavía no hayan ejercido su derecho a elegir suministrador.

Las tarifas reguladas deberán evolucionar a corto plazo hacia una estructura tarifaria que refleje la estructura de los costes marginales de suministro de energía eléctrica y de los servicios asociados por aplicación del principio de aditividad tarifaria que se detalla a continuación

### **6.4 ADITIVIDAD TARIFARIA**

La tarifa integral o tarifa de venta a clientes finales se obtiene por la suma de la tarifa de acceso, según se define en el punto 6.2, y de los conceptos regulados de adquisición de energía eléctrica y de comercialización.

El concepto regulado de adquisición de energía eléctrica (tarifa de energía y potencia) deberá tener una estructura que se ajuste a la estructura de precios marginales verificados en el mercado diario. Esta tarifa regulada de energía y potencia deberá permitir la recuperación de los costes de la adquisición de energía eléctrica para los suministros a los clientes del comercializador regulado.

Deberán preverse ajustes periódicos de precios para los clientes abastecidos por los comercializadores regulados.

Para los clientes de BT, de menor dimensión y posiblemente más preocupados con la estabilidad de las tarifas, estos ajustes de precios de la tarifa de energía y potencia podrán realizarse anualmente. Para el resto de los clientes de los comercializadores regulados, los ajustes podrán realizarse con una periodicidad inferior, reduciéndose el posible desfase entre los precios de suministro de energía eléctrica de estos clientes y los precios verificados en el mercado. Estos ajustes de la tarifa de energía y potencia

fomentarán la eficiencia económica en la utilización de la energía eléctrica, toda vez que las señales de precio se reflejarán rápidamente en los precios de suministro de estos clientes.

El concepto regulado de comercialización (tarifa de comercialización regulada) deberá establecerse de manera que permita la recuperación de los ingresos de la actividad de comercialización de energía eléctrica sujeta a regulación y desarrollada por el comercializador regulado.

La aditividad tarifaria deberá quedar asegurada por un precio medio, eliminándose las subvenciones cruzadas entre niveles de tensión y opciones tarifarias, y por concepto tarifario, eliminándose las subvenciones cruzadas entre los clientes de una misma opción tarifaria. Solo así se garantizará un sistema tarifario transparente y justo que asegure la inexistencia de subvenciones cruzadas entre:

- Los clientes del comercializador regulado, por nivel de tensión, opción tarifaria y tipo de suministro.
- Los clientes que participan en el mercado y los que todavía no hayan ejercido el derecho de elegir al suministrador.

## **6.5 TARIFA DE ÚLTIMO RECURSO**

Con la extensión de la elegibilidad a todos los clientes, y tras un período transitorio de adaptación de los clientes al funcionamiento del mercado en el que los comercializadores definen las tarifas en un entorno competitivo, deberán establecerse tarifas de último recurso, especialmente para los clientes menos motivados a ejercer su derecho de elección de suministrador. Estas tarifas de último recurso tendrían un carácter de precio máximo, resultando de la evolución natural de la tarifa integral o tarifa de venta a clientes finales tras el período transitorio de su aplicación.

La tarifa de último recurso resultará de la aplicación conjunta de las tarifas de uso de red y otros servicios o tarifas de acceso, del precio de la energía eléctrica en el mercado diario y de una tarifa de comercialización de referencia con precios superiores a los de la comercialización ejercida en el entorno competitivo.

## **6.6 INFORMACIONES A PRESTAR A LOS CONSUMIDORES**

La información es esencial para asegurar una regulación eficaz. Una información completa y adecuada permite estimular la competencia, proporcionando incentivos a las empresas y protección a los consumidores, conquistando la confianza de éstos y de los demás agentes económicos.

Es por eso que deberá darse la posibilidad de desagregación de la factura del cliente, si así lo solicita, entre los distintos elementos tarifarios regulados aplicables, por precio medio y por concepto tarifario,

como por ejemplo: actividades reguladas de transporte, distribución, gestión comercial de redes, operación de sistema y operación del mercado y, además, los sumandos relativos a otros pagos regulados, tales como los sobrecostos de la producción en régimen especial, los costes de transición a la competencia, los pagos por garantía de potencia y los costes de las autoridades de regulación, además de los sumandos regulados inherentes a la adquisición de energía eléctrica y a la actividad de comercialización desarrollada por el comercializador regulado.

## 7 COSTES DE TRANSICIÓN A LA COMPETENCIA Y CONTRATOS DE ADQUISICIÓN DE ENERGÍA

La liberalización de la actividad de producción de energía eléctrica y la introducción de la competencia en esta actividad son fundamentales para la creación de un mercado eficiente y transparente. La transición a un sistema de mercado no debe descuidar los compromisos anteriormente asumidos – el Marco Legal Estable en España y los Contratos de Adquisición de Energía en Portugal – y debe asegurar la recuperación de los posibles costes ociosos que surjan en la actividad de producción

En España, estos costes, llamados costes de transición a la competencia (CTC), ya se han identificado y recuperado parcialmente. En Portugal, estos costes se identificarán con la revisión de los contratos de venta en exclusiva de los productores del Sistema Eléctrico de Servicio Público a la REN, a través de los cuales se les asegura la remuneración de la inversión y el pago de los costes variables de producción

La compatibilización de las metodologías utilizadas para la determinación del valor total de los costes ociosos en cada país – resultantes de la posible reducción de los beneficios de los agentes productores al pasar a un entorno de mercado, frente a los que resultarían en caso de mantenerse la situación anterior – y de los mecanismos de recuperación de estos valores, adquiere una gran relevancia en la creación de condiciones adecuadas para la construcción de un mercado eficiente y sin distorsiones de competencia, en el cual los precios se establezcan libremente, constituyendo uno de los factores críticos para el éxito del MIBEL

Para que la recuperación de costes ociosos no modifique las condiciones necesarias para el establecimiento de una competencia sana y efectiva, es importante que el mecanismo de recuperación permita:

1. No crear barreras a la entrada y salida de nuevos productores en el sistema.

La existencia de pagos explícitos, relativos a costes ociosos, a los productores ya instalados constituye una barrera para la entrada de nuevos agentes, que no tendrán derecho a esta retribución. Puede también constituir una barrera para su salida, ya que centrales de tecnologías poco eficientes podrían seguir operando en el mercado con el objetivo de cobrar los costes ociosos

2. La aparición de un número suficiente de agentes operando en el mercado.

Habiendo barreras para la entrada de nuevos operadores, el número de agentes que operan en el mercado puede resultar insuficiente para que el nivel de competencia sea el adecuado

3. El suministro de la energía eléctrica desde la producción hasta el consumo.

El acceso a las redes y al pago de las tarifas reguladas de acceso, permite poner en el sistema la producción en términos físicos. Sin embargo, en términos comerciales, si la forma de pago de los costes ociosos en los dos países no se armoniza, habrá una diferenciación de los pagos que podrá

condicionar la capacidad de colocación del producto en el mercado, provocando distorsiones de competencia

4. La formación eficiente de precios en el mercado.

El mecanismo de retribución de los costes ociosos no debe condicionar las estrategias de oferta de los productores en el mercado y debe permitir que los precios se establezcan libremente y sean transparentes

Si el mecanismo de recuperación de los costes ociosos establece que el valor a recuperar se define *a priori* y no es ajustado, los productores ofrecen libremente en el mercado en competencia, procurando maximizar sus beneficios

Si el mecanismo establece la posibilidad de ajustes *a posteriori*, de acuerdo con los ingresos obtenidos por los productores en el mercado, los precios que llegaran a formarse en el mercado pueden estar condicionados.

La metodología para la determinación del valor total de los costes ociosos a pagar a los productores depende ampliamente del modelo de organización anterior a la liberalización y al tipo de compromisos rotos (o que se van a romper en el futuro). Toda vez que, en el nuevo régimen, los productores continúan produciendo y vendiendo energía, el valor a pagar deberá corresponder a la diferencia entre los beneficios previstos en el anterior régimen y los beneficios previstos en el nuevo régimen de apertura a la competencia

En el caso español, esta metodología fue establecida en la legislación. En el caso portugués, los CAE definen de forma clara el valor de los beneficios previstos del productor hasta el final del contrato. La dificultad reside en la determinación de los beneficios previstos en régimen de mercado, o sea, en la previsión de los precios del mercado

Existen varias soluciones para superar esta dificultad. Una solución posible consiste en definir *a priori* un precio de mercado de referencia (como la mejor previsión del precio de mercado) y *a posteriori* proceder a un ajuste al valor global a cobrar con base en los precios de mercado reales. En caso de que el precio real de mercado sea superior al precio de referencia, se considera que el productor ya está recibiendo parte de los CTC mediante el precio de mercado y siendo así, la diferencia entre el importe obtenido por el productor en el mercado y la que obtendría si el precio de mercado fuese, como media, igual al precio de referencia, se restará del valor total de los CTC a cobrar en el futuro.

Esta solución presenta la ventaja de asegurar que los productores reciban el importe correspondiente, pero puede condicionar la formación de precios en el mercado. De hecho, si el importe a cobrar se fija como la diferencia entre el precio medio del mercado y el precio de referencia, la compensación a recibir ese año se aumentará o reducirá, respectivamente, según el precio de mercado sea superior o inferior al

precio de referencia. Así, los productores pueden tener incentivos para elevar o reducir los precios de mercado en función de su retribución por CTC y de su cuota de mercado. De esta forma, el mecanismo de pago de los costes ociosos condiciona el precio de mercado. Sin embargo, si el precio resultante en el mercado afecta solamente a la retribución por CTC a recibir en el futuro, sin alterar el importe establecido para el mismo año, no es evidente la alteración del comportamiento competitivo del mercado.

Con todo, a medida que vayan surgiendo nuevos productores en el mercado, que no ingresan costes ociosos y que tienen que recuperar sus costes totales a través del mercado, a excepción de un sumando de garantía de potencia, su estrategia de actuación en el mercado estará más de acuerdo con la de un mercado libre y en competencia, y los precios de mercado dejarán de estar condicionados por los pagos de los costes ociosos

Otra posible solución pasa por la determinación de la mejor estimación para el precio de mercado, no previendo ajustes *a posteriori* en función de los precios reales de mercado. Esta solución permite que los productores ofrezcan libremente en el mercado y los precios de mercado no estén condicionados. Presenta, con todo, dos desventajas: por un lado, el valor total a cobrar por parte de los productores pasa a ser incierto, por otro lado, en caso de que el número de agentes instalados sea pequeño, su poder de mercado puede hacer subir los precios a niveles no eficientes

Cualquiera de estas soluciones exige la estimación de las expectativas del precio futuro de mercado. La solución ideal de valoración de los costes ociosos a pagar a los productores consiste en dejar que sea el propio mercado el que los determine. En el caso de los CAE se puede organizar una subasta de estos contratos, como consecuencia de lo cual la REN cede su posición contractual a terceros, que pasan a ostentar una capacidad de producción virtual. Los productores vinculados continúan cobrando el importe contratado y los agentes que adquirieron la posición contractual de la REN pasan a ser libres para actuar en el mercado. El valor de los costes ociosos viene dado por la diferencia entre el valor del contrato y el valor ofrecido en subasta. En este caso, al igual que en la solución en cadena abierta, no es necesario proceder a ajustes *a posteriori* en función de los precios reales de mercado, lo que posibilita que los precios de mercado no estén condicionados

Una forma de mitigar los inconvenientes de la solución en la que se define *a priori* un precio de referencia y *a posteriori* se realiza un ajuste con base a los precios reales del mercado, consiste en permitir el ajuste al valor a cobrar por los productores, con un período de tiempo suficientemente amplio al término del cual se hace el ajuste, de forma que no se interfiera en las estrategias a corto plazo de las ofertas que los productores colocan en el mercado diario. De hecho, los productores saben que el valor que van a recibir será ajustado, pero saben también que este ajuste se hará a plazo. De esta forma, surge un mercado equilibrado, en el que los precios no estarán condicionados porque los productores tienen preferencias por la liquidez a corto plazo y realizarán sus ofertas para intentar recuperar lo antes posible parte de los costes ociosos a través del precio de mercado y tampoco serán muy elevados porque los productores saben que el valor total que van a recibir se ajustará a plazo

La siguiente metodología se configura como el mejor compromiso para el tratamiento de los costes ociosos:

1. La anualización de la suma a recuperar en un plazo predefinido en cada país.
2. La incorporación de la anualidad en la tarifa de acceso.

La suma a recuperar anualmente debe estar claramente identificada, de forma que se asegure la recuperación de este importe.

3. En caso de que se opte, en Portugal, por el mecanismo en el que se define *a priori* un precio de referencia y posteriormente se realiza un ajuste con base a los precios, o por la subasta, no habrá lugar a ningún ajuste hasta el final del plazo predefinido.
4. En caso de que se opte por el mecanismo en cadena cerrada, como ocurrió en España, habrá lugar al ajuste de la anualidad al término de un período de cuatro años (2003-2006).

Para el ajuste de la anualidad se procede a la revisión del importe a recuperar en el futuro, en función de los precios que se hayan formado en el mercado y, consecuentemente, del valor ya recuperado por los productores a través del mercado, de forma que, precios reales más bajos que el precio de referencia, no originarán pagos por CTC superiores a los previstos, mientras que los ingresos obtenidos por precios reales superiores al de referencia, disminuyen las cantidades a cobrar a futuro.

Respecto al segundo período de cuatro años (2007 - 2010) el mecanismo se repite, produciéndose nuevamente un reajuste al final del período, en caso de que sea necesario.

Con respecto al sistema actual de CTC en España, la metodología y desarrollos propuestos en los párrafos anteriores respetarán lo establecido en la legislación española.

## 8 MONITORIZACIÓN DEL FUNCIONAMIENTO DEL MERCADO

La estructura empresarial del MIBEL se caracteriza por la existencia de cuatro grupos empresariales que controlan la producción en un porcentaje muy elevado (75% del régimen ordinario) y cerca del 96% en las actividades de comercialización y distribución. Además del grado de concentración en los negocios liberalizados, los grupos empresariales presentan un alto grado de concentración vertical, desarrollando actividades de producción, distribución, comercialización y, en algunos casos, transporte.

Esta situación constituye un obstáculo potencial evidente para el correcto funcionamiento de un mercado competitivo si no se establecen medidas de regulación que favorezcan el comportamiento competitivo de los agentes. Hay que señalar que medidas similares a las propuestas para el MIBEL existen, o han existido, en otros mercados eléctricos y en otros sectores de competencia, cuyo ejemplo más claro es el sector bancario y financiero en general, y que permiten, en opinión de las autoridades reguladoras, un margen suficiente para el desarrollo de un mercado competitivo, que favorezca la eficiencia en la utilización de recursos a corto plazo y genere incentivos adecuados para atraer la inversión necesaria para satisfacer con seguridad la demanda futura.

Las medidas que se proponen para favorecer el comportamiento competitivo se pueden clasificar en dos tipos: medidas *ex-ante* y medidas *ex-post*.

Las medidas *ex-ante* permiten reducir las posibilidades de un mal funcionamiento del mercado antes de que ésta se produzca, al limitar la capacidad de los agentes de obtener beneficios extraordinarios o de crear barreras de entrada

Por el contrario, las medidas *ex-post* permiten corregir los desequilibrios manifestados en el funcionamiento del mercado, adoptándose en una fase posterior al desarrollo del mercado. Este tipo de medidas debe ser aplicable sólo en situaciones muy evidentes de alteración del mercado, ya que en muchas ocasiones no es posible corregir los efectos negativos producidos sobre todos o algunos de los agentes afectados. Sin embargo, también producen un cierto efecto de control del mercado, por las consecuencias que, con retraso, se puedan reflejar para los participantes en caso de que se produzcan actuaciones anticompetitivas.

### 8.1 MEDIDAS EX-ANTE

Las medidas *ex-ante* se pueden dividir en dos tipos fundamentales: las que suponen acciones sobre la estructura de propiedad y gestión del sector y las que se refieren a limitaciones de las posibilidades de contratación y aumento de la transparencia en el mercado.

Las medidas propuestas no abordan directamente los aspectos de concentración horizontal o vertical, entendiéndose que estos aspectos exceden el contenido del mandato recibido por la CNE y por la ERSE sobre el desarrollo del modelo de organización del MIBEL. Sin embargo, la mayoría de las medidas propuestas están motivadas precisamente por el grado de concentración actualmente existente en el sector, y pueden ser objeto de revisión en caso de que la concentración en las diferentes actividades del MIBEL fuese significativamente diferente de la actual.

Aunque todas las medidas propuestas persiguen fines complementarios, éstas se pueden clasificar en dos grandes grupos: las dirigidas principalmente a aumentar la liquidez y transparencia en el mercado y las dirigidas expresamente a limitar las oportunidades de alteración de los precios.

Dentro del primer tipo de medidas, se destacan las siguientes:

1. Dar publicidad a los precios ofrecidos por los productores mediante contratación bilateral.

Los productores estarán obligados a publicar información agregada sobre los precios aplicados para diversos plazos en contrataciones bilaterales. De esta forma se dispondrá de información útil para los consumidores y comercializadores, evitando que los agentes más pequeños queden en desventaja respecto de los mayores, que tienen más capacidad para obtener o estimar estos precios, y posibilitará el conocimiento público de los precios del mercado, mientras no exista un mercado organizado a plazo con suficiente liquidez.

2. Limitación de la duración de los contratos bilaterales.

Se propone, en un primer momento, limitar a 2 años la duración máxima de los contratos bilaterales firmados, tanto entre productores y comercializadores, como entre éstos y los clientes finales. Con esto se pretende aumentar la liquidez del mercado a medio plazo y evitar que se produzcan contrataciones a muy largo plazo, con el efecto de cerrar el mercado a nuevos competidores cuando éstos todavía no han desarrollado actividades en el MIBEL. Además, de este modo se dota a la regulación de una mayor capacidad de actuación ante ineficiencias en el mercado. Según vaya evolucionando el mercado, se podrá ampliar el horizonte de contratación o, incluso, se podrán eliminar todas las restricciones.

3. Limitación de las penalizaciones a los consumidores por suspensión anticipada de un contrato.

Se propone limitar las penalizaciones aplicables a un consumidor por romper un contrato anticipadamente. Se pretende con ello un efecto complementario al descrito en el punto anterior, que consiste en impedir que se eliminen las posibilidades de que los consumidores finales puedan cambiar de suministrador.

4. Limitación a la contratación bilateral entre empresas del mismo grupo empresarial.

Para dotar de mayor liquidez al mercado, tanto organizado como bilateral, y evitar la posibilidad de fijar precios discriminatorios por los agentes dominantes, podrán, eventualmente, imponerse límites a la cantidad de energía contratada bilateralmente entre empresas del mismo grupo empresarial.

Como medidas destinadas a limitar las posibilidades de alteración de los precios, se propone el establecimiento de un control directo de los precios, a través de precios máximos, o a través de declaración de costes de prestación del servicio, en los casos en que el servicio no se preste en condiciones de competencia, como puede ser el caso de la resolución de restricciones técnicas en el mercado español, o la contratación de algunos servicios de sistema en Portugal.

## 8.2 MEDIDAS EX-POST

Las actuaciones *ex-post*, se refieren a la imposición de sanciones, o, en determinadas circunstancias, a la corrección de los resultados del mercado, cuando se detecten prácticas contrarias a los principios de un mercado competitivo. Complementariamente, si las alteraciones detectadas ponen de manifiesto fallos en el diseño regulatorio del mercado o la ausencia de medidas *ex-ante* apropiadas, se podrán introducir modificaciones en la regulación sectorial

La rápida detección de cualquier alteración en el funcionamiento normal del mercado es una condición indispensable para poder adoptar medidas adecuadas y evitar efectos perjudiciales respecto de los participantes en el mercado, y, en particular, respecto de los consumidores. Por ello se sugiere:

1. Acceso a la información del mercado por parte de las autoridades reguladoras.

Las autoridades reguladoras tendrán acceso total a las cantidades y precios que resulten de las transacciones en el MIBEL, con independencia de la modalidad de contratación, tanto a nivel mayorista como a nivel de suministro al consumidor final. Disponer de esta información es fundamental para poder detectar alteraciones del mercado, particularmente en lo que se refiere al trato homogéneo de las transacciones entre empresas pertenecientes a un mismo grupo empresarial

2. Seguimiento conjunto del mercado por parte de la CNE y la ERSE.

Se propone que la CNE y la ERSE realicen conjuntamente un análisis sistemático del funcionamiento del mercado, adoptando, en su caso, las medidas que sean competencia en cada país del regulador eléctrico.

3. Cooperación de las autoridades reguladoras con las Autoridades de Competencia.

Determinados comportamientos no serán objeto de la normativa eléctrica sino de las autoridades que regulan la competencia en ambos países. En estos casos se propone la máxima cooperación entre las autoridades reguladoras del sector eléctrico y las autoridades que regulan la competencia.

### **8.3 SEGURIDAD DE ABASTECIMIENTO**

Además de la monitorización de los precios y del comportamiento de los agentes, es importante monitorizar el margen de reserva del sistema eléctrico de la Península Ibérica, de forma que se garantice la seguridad del abastecimiento de energía eléctrica a corto y a largo plazo.

En una perspectiva a largo plazo, hay que comprobar si las inversiones en centrales de producción y en infraestructura de red garantizan el suministro de la demanda con niveles adecuados de seguridad. Las inversiones en infraestructura de red tienen como base planes aprobados y publicados y, en su mayoría, los realizan empresas reguladas que actúan en régimen de monopolio. Las inversiones en centros productores de electricidad obedecen a la lógica propia de los inversores en este sector y a la percepción que tienen de las oportunidades de negocio.

Aunque la existencia de una tarifa de garantía de potencia, que se ha de pagar a todos los productores que se encuentren efectivamente disponibles, constituya un fuerte incentivo a la construcción de nuevas centrales eléctricas, no hay nada que garantice que se vaya a alcanzar el nivel necesario. Así, es importante prever desde el principio mecanismos que permitan cubrir posibles déficits de inversión en producción, en los términos propuestos por la Comisión Europea en Marzo de 2001.

## 9 GESTIÓN TÉCNICA DEL SISTEMA DE TRANSPORTE

### 9.1 GESTIÓN TÉCNICA Y DESARROLLO DEL MERCADO

La existencia de oferta y demanda adecuadas, en términos de precio y cantidad, no es condición suficiente para garantizar el funcionamiento eficiente de un mercado de electricidad. Es también necesario disponer de un sistema de transporte y de distribución con capacidad para canalizar la energía eléctrica producida en las centrales hasta los centros consumidores, con niveles adecuados de calidad de servicio y seguridad, de manera que permita la materialización de las transacciones comerciales programadas.

El sistema de transporte de energía eléctrica debe asegurar el tránsito de energía entre productores y consumidores a nivel nacional y entre fronteras con los países vecinos. Como tal, asume un papel determinante para el desarrollo de un modelo de mercado transnacional como el MIBEL.

La gestión técnica del sistema de transporte es competencia de los Operadores de Sistema, uno en cada país, y la gestión del sistema de distribución es competencia de las empresas de distribución, en el área geográfica correspondiente. De acuerdo con los comentarios al Documento de Discusión publicado por la CNE y por la ERSE, se mantendrá el actual modelo de operación del sistema de transporte con cada operador responsable por el área de control correspondiente a su país.

La unificación de los mercados de energía eléctrica de los dos países presenta la ventaja de optimizar globalmente el perfil de producción de energía eléctrica en el espacio ibérico. De esta forma, se obtiene una solución más eficiente que la que resultaría de la optimización en mercados separados.

En la misma perspectiva de mejorar la eficiencia del sistema, se reconoce la importancia de optimizar globalmente las redes de transporte de los dos países, tanto a medio plazo (planificación) como a corto plazo (explotación). Así, en el “Protocolo de Colaboración entre las Administraciones Española y Portuguesa para la creación del Mercado Ibérico de Electricidad” los Operadores de Sistema de los dos países, Red Eléctrica de España (REE) y Rede Eléctrica Nacional (REN), quedan a cargo de las siguientes tareas:

- *“... coordinarán la planificación y la expansión de las redes de transporte de electricidad, desarrollando a este efecto un intercambio regular y fluido de información en relación con los escenarios previstos, con las metodologías aplicadas y la situación real de funcionamiento de las redes, elaborando una propuesta de previsión de cobertura de la demanda y de planificación conjunta de la red ibérica...”*
- *“... la elaboración de procedimientos armonizados que permitan la explotación conjunta de los dos sistemas en condiciones óptimas de eficiencia, economía y seguridad...”*;

- *“... deberán presentar, antes del 30 de Abril de 2002, un plan detallado de implementación de las medidas técnicas y organizativas necesarias para la entrada en funcionamiento del Mercado Ibérico de Electricidad el 1 de Enero de 2003...”.*

## **9.2 COORDINACIÓN DE LA PLANIFICACIÓN Y DE LA EXPANSIÓN DE LAS REDES DE TRANSPORTE**

La planificación de la expansión de las redes de transporte tiene como objetivo asegurar la existencia de capacidad en las redes para el tránsito de la energía eléctrica con niveles adecuados de calidad de servicio y seguridad. Para ello, la planificación simula un conjunto de situaciones típicas de funcionamiento previsto de las redes a lo largo de un horizonte a medio plazo, con base en escenarios para la evolución de los consumos y para la conexión de nuevas centrales de producción de electricidad.

La elaboración de un plan de expansión debidamente coordinado, con metodologías y escenarios armonizados, permite optimizar la red de transporte ibérica a medio plazo. Las reglas de aprobación de ese plan, que tendrá que ser evaluado conjuntamente por las autoridades competentes de los dos países, pues cualquier limitación que se pueda imponer en uno de los países podría afectar a la congruencia del conjunto o disminuir el valor de las obras aprobadas en el otro país, deberán ser definidas y publicadas.

## **9.3 EXPLOTACIÓN COORDINADA DE LAS REDES DE TRANSPORTE**

La explotación de forma coordinada de las redes de transporte de España y Portugal exige el desarrollo de criterios y procedimientos armonizados entre REE y la REN que tengan en cuenta el modelo de mercado, de forma que la implementación del modelo del MIBEL sea consistente y pueda ser objeto de un eficiente tratamiento técnico.

En esta estructura operativa cada operador de sistema es responsable de la gestión de su área de control respectiva, correspondiente a la red Española y a la red Portuguesa. Hay que mencionar que la existencia de dos áreas de control, con criterios de explotación armonizados, permitirá el desarrollo integrado, pero eventualmente diferenciado, de los dos sistemas.

En este sentido, los Operadores de Sistema deben elaborar y publicar un Manual de Procedimientos de Operación del Sistema Ibérico, que aprobarán las autoridades reguladoras. Este manual incluirá el conjunto de materias esenciales para el funcionamiento coordinado de las redes de transporte, especialmente las que se van a describir a continuación.

### 9.3.1 ARMONIZACIÓN DE LOS SERVICIOS DE SISTEMA

En el ámbito de los servicios de sistema se hace necesario armonizar la definición de servicios de sistema voluntarios y obligatorios, así como definir la entidad que ha de ser responsable de planificar y asegurar esos servicios, teniendo en cuenta la necesidad de aumentar su progresiva utilización compartida en algunos ámbitos.

En cada área de control el operador correspondiente funcionará como comprador único de servicios de sistema, siendo, en cualquier caso, importante armonizar las metodologías para la remuneración de los servicios de sistema en cada área de control y cuáles deben ser los servicios a contratar en el mercado y con qué horizonte temporal, especialmente los servicios de reserva secundaria y terciaria.

Los servicios de sistema se dividirán en obligatorios y voluntarios, utilizándose mecanismos de contratación compatibles en ambos sistemas eléctricos. Así, se adoptará la formulación siguiente:

- La reserva primaria constituye un servicio obligatorio, no remunerado, a semejanza de lo que ocurre actualmente.
- El suministro de reserva secundaria debe ser voluntario, sujeto a mecanismos de mercado. Una vez definido por el Operador, para cada hora, el nivel de reserva necesario, debe procederse a la identificación de los proveedores de ese servicio para la satisfacción de las necesidades de reserva a subir y bajar( utilizando, en su caso, criterios definidos por la UCTE).
- El suministro de reserva terciaria debe también estar sujeto a mecanismos de mercado, teniendo en cuenta los niveles de reserva a definir por los Operadores de Sistema.
- El suministro de potencia reactiva debe, en la medida de lo posible, basarse en mecanismos de mercado, considerando que podrán establecerse requisitos mínimos obligatorios para los agentes, por motivos de seguridad del sistema.

La demanda podrá participar en la prestación de reserva terciaria por vía de la celebración de contratos de interruptibilidad.

Es necesario prever un mecanismo para que los Operadores de Sistema puedan contratar el servicio de regulación, para compensar desequilibrios entre la producción y el consumo de energía eléctrica, concretamente los resultantes de desvíos respecto a los programas de contratados.

La creación de un mercado de gestión de desvíos constituye una solución eficiente para la contratación del servicio de regulación, permitiendo la competencia entre los agentes para el suministro de ese servicio. A esos efectos, hay que definir:

- La remuneración de los suministradores del servicio;

- La asignación del coste del servicio por parte de los consumidores y productores, incluyendo la definición de márgenes de desvío.

La forma de imputación de costes de los servicios de sistemas y su gestión necesita también ser armonizada, siendo razonable que estos costes se incluyan en el cálculo de una tarifa de uso global del sistema.

En los próximos años, a la vista de la experiencia obtenida y en particular tras la entrada en funcionamiento de la línea “Alqueva-Balboa”, se revisarán los procedimientos de operación y se considerará la posibilidad de integrar los procesos de operación del sistema.

### 9.3.2 CÁLCULO DE LAS CAPACIDADES DE INTERCONEXIÓN

A semejanza de lo expuesto anteriormente sobre el plan de expansión de la red de transporte, la armonización de las metodologías, de los criterios de seguridad y de los escenarios adoptados, deberá contribuir a una mayor solidez y confiabilidad de las previsiones de la capacidad de interconexión.

La mejoría de la previsión de la capacidad tendrá un valor añadido tanto más importante cuanto más escaso sea el recurso de que se trate. Así, frente al escenario de refuerzo de las interconexiones, que en el Protocolo es objeto de un plan cronológico, este aspecto debe sufrir una rápida evolución durante el año en curso, de tal modo que en Enero de 2003 exista una metodología consolidada.

### 9.3.3 RESOLUCIÓN DE CONGESTIONES

La resolución coordinada de congestiones es uno de los procesos de operación cuyo funcionamiento con reglas transparentes y no discriminatorias, definidas por lo Operadores de Sistema, es fundamental para la confianza de los agentes en la puesta en marcha del MIBEL.

Los mecanismos de resolución de congestiones a adoptar en distintos horizontes temporales tendrán que desarrollarse de forma concertada debido al impacto que las soluciones a adoptar tendrán en el funcionamiento del MIBEL. Se pueden identificar, especialmente, distintas formas de gestionar el problema, tales como subastas de capacidad, *market splitting*, *counter-trading* y redespacho. Éstos métodos han sido objeto de una descripción detallada en el Documento de Discusión del MIBEL.

Las congestiones se pueden clasificar en función de las áreas de control a las que afecten, a saber:

- internas, afectando solo a un área de control;
- inter-áreas, afectando a dos áreas de control del MIBEL (interconexión de España con Portugal);
- extra-áreas, afectando a áreas de control externas al MIBEL (interconexión de España con Francia o Marruecos).

La resolución de congestiones internas es competencia del Operador de Sistema del área de control afectada. Las modificaciones a introducir en los programas definidos han de resultar de los redespachos gestionados con mecanismos de mercado.

La selección de los métodos a utilizar para la resolución de congestiones inter-áreas depende del modelo y de las formas de contratación previstas. El modelo de mercado comprende contratación bilateral y mercado diario. Se utilizarán, preferentemente, mecanismos de mercado para la resolución de congestiones que no promuevan discriminación entre los agentes o entre las formas de contratación previstas y que aseguren la mayor transparencia al proceso de prorrateo de la capacidad. Así, se deben prever mecanismos de subasta de capacidad y de *market splitting*, compatibles con la contratación bilateral y los mercados organizados. En tiempo real, los Operadores de Sistema podrán utilizar mecanismos de redespacho coordinado (*counter-trading*), siempre que la capacidad de interconexión sufra reducciones que no permitan la ejecución de todas las transacciones comerciales aceptadas a través de los mecanismos anteriores.

Las subastas de capacidad podrán tener varios plazos, por ejemplo: anual, trimestral, mensual, semanal y diario. Las cantidades licitadas en estas subastas serán firmes y se aplicará el principio “*use it or lose it*”, teniendo que decidir el valor de la capacidad a reservar para colocar en subasta anual y si se va a colocar capacidad adicional en las subastas de plazos más reducidos.

El *market splitting* corresponde a la separación del mercado en dos áreas de precio, en caso de que se produzcan restricciones de capacidad en la interconexión.

Dado que el mercado a plazo y la contratación bilateral concurren con el mercado diario, hay que establecer una forma justa de reparto de esta capacidad en el corto plazo.

Por lo que se refiere a la resolución de congestiones extra-áreas, los Operadores de Sistema, con base en los principios establecidos por las autoridades reguladoras a tal efecto, deberán acordar con el Operador de Sistema del área de control externo afectado los mecanismos de tratamiento de las congestiones en esta interconexión que promuevan la asignación de la capacidad de forma transparente, eficiente y no discriminatoria entre agentes o entre formas de contratación. El acuerdo mencionado deberá ser aprobado por las autoridades reguladoras, en lo que se refiere a su compatibilidad con los principios del modelo de mercado ibérico.

#### 9.3.4 SEÑALES DIFERENCIADAS DE PÉRDIDAS EN EL SISTEMA

Por lo que se refiere a las pérdidas en las redes, interesa evaluar la posibilidad de incluir a medio plazo, en las tarifas de acceso componentes específicos asociados a las pérdidas del sistema, de forma que se incluya la diferenciación zonal con una eventual discriminación por período horario y nivel de tensión. Estos componentes serán aplicables, tanto a productores como a consumidores

### 9.3.5 INFORMACIÓN RELEVANTE

Es importante, además, definir el tipo de información relevante a divulgar para un funcionamiento transparente de los operadores, concretamente planes de expansión de la red, capacidades de interconexión en horizontes diarios, semanales e incluso estacionales, capacidades disponibles para la conexión con nuevos centros productores o consumidores, restricciones de redes, contingencias y niveles de seguridad requeridos.

Los Operadores de las redes deben empeñarse en la divulgación de las señales orientadoras de la expansión de la red de transporte, facilitando los medios que permitan a los agentes una elección racional y fundada de su localización, especialmente información sobre la capacidad nodal o zonal de las redes disponible para la recepción de nueva producción o consumo, en un horizonte a medio plazo, o la probabilidad de eventuales limitaciones de producción (*constrained-on* o *constrained-off*) o de consumo (interrupción de consumos)

Se recomienda la publicación anual conjunta de las características de las redes de transporte ibéricas.

## 10 PRODUCCIÓN EN RÉGIMEN ESPECIAL

Además de los productores en régimen ordinario, existen los Productores en Régimen Especial (PRE) a los que se les atribuye una licencia especial de producción, para la explotación de energías renovables (especialmente, instalaciones minihidráulicas, parques eólicos, centrales de biomasa, centrales solares o de aprovechamiento de la energía de las olas) o instalaciones de cogeneración. La energía producida por estos productores se remunera en Portugal a través de tarifas fijas pre-definidas y en España adoptando una metodología basada en un precio medio de la *pool* aumentado con una prima por tecnología.

### 10.1 INCENTIVOS A LA PARTICIPACIÓN DE LOS PRODUCTORES EN RÉGIMEN ESPECIAL EN EL MERCADO

A la vista del elevado grado de penetración de estos productores en el sistema eléctrico ibérico, es importante analizar la adaptación de los actuales sistemas de incentivos de forma que se facilite su inserción efectiva en el mercado, especialmente a través de la creación de un mercado ibérico de certificados verdes.

### 10.2 DIFERENCIAS ENTRE INSTALACIONES CONTROLABLES Y NO CONTROLABLES

La gestión técnica de la PRE por parte de los Operadores de Sistema debe constituir una de las preocupaciones fundamentales de forma que se asegure su progresiva y eficiente integración en el Mercado Ibérico de Electricidad. De acuerdo con lo ya mencionado, se remunera a estos productores fuera del mercado, pero su funcionamiento exige que la energía que producen se contabilice a efectos de la operación comercial y técnica del sistema.

Así, para permitir una gestión técnica y eficiente del sistema es importante definir y caracterizar los PRE en instalaciones de producción *controlables* y *no controlables*, explotando conceptos de *despachabilidad*, con el objetivo de disciplinar este tipo de producción y conseguir un comportamiento global más eficaz respecto a la gestión de desvíos. Las instalaciones *controlables* serán aquellas en las que es posible controlar, especialmente, la producción de potencia activa, pudiendo ser consideradas como tales algunas de las instalaciones de cogeneración y de biomasa de mayor dimensión y algunas minihidráulicas. El resto de las instalaciones de producción, especialmente las asociadas a la explotación de energía eólica, solar y maremotriz se considerarán como *no controlables* y como tal, no despachables

Las instalaciones *controlables* participarán en el MIBEL utilizando las formas de contratación existentes. Se admite que, dada la menor dimensión empresarial asociada a las entidades gestoras de estas unidades productoras, estas instalaciones puedan presentar sus ofertas de venta a través de agentes agregadores, cuyas características se definirán a corto plazo.

### **10.3 PREVISIÓN DE LA PRE NO CONTROLABLE**

Por lo que se refiere a las instalaciones *no controlables* se considera necesario empezar a desarrollar procedimientos de previsión de producción, a nivel horario, para horizontes temporales coincidentes con los períodos de funcionamiento del mercado. El nivel de agregación de PRE en la elaboración de estas previsiones en cada área de control y el grado de discreción de esa información (caracterización de la producción por nudo de la red de transporte) necesitan ser cuidadosamente evaluados.

Estas previsiones podrán ser responsabilidad de agentes agregadores de este tipo de producción que deberán explotar especialmente informaciones de carácter meteorológico, histórico u otras que se consideren de interés a tal efecto.

### **10.4 FORMAS DE PARTICIPACIÓN EN EL MERCADO**

Por lo que se refiere a la participación de la PRE en el mercado, es necesario profundizar en los siguientes aspectos: :

- Forma de participación en el mercado diario de la PRE *no controlable*.
- Evaluación de la posibilidad de que la PRE pueda llegar a suministrar en el futuro algunos servicios de sistema (especialmente, reserva primaria, secundaria y control de tensión y potencia reactiva).
- Gestión técnica de los desvíos provocados en el sistema y su valoración económica.
- Garantía de potencia.

## **11 ACTIVIDADES NECESARIAS PARA LA IMPLEMENTACIÓN Y DESARROLLO DEL MIBEL**

### **11.1 ACTIVIDADES PREVISTAS PARA EL 2002**

A continuación se relacionan las actividades a desarrollar durante el año 2002, para garantizar la entrada en funcionamiento del MIBEL el 1 de Enero de 2003:

1. Constitución del “Comité de Regulación del MIBEL”, formado por las autoridades reguladoras de los dos países.
2. Establecimiento de la metodología para la retribución de los “Costes de Transición a la Competencia” y para la compensación a los productores vinculados, que se hace necesaria por la revisión de los Contratos de Adquisición de Energía existentes en Portugal.
3. Constitución de los comercializadores regulados.
4. Constitución del OMI.
5. Constitución del “Comité de Gestión Técnica del Sistema”.
6. Especificación e implementación del sistema de información que permita la recogida, tratamiento y almacenamiento de todas las medidas necesarias para el correcto funcionamiento del mercado ibérico y para el ejercicio del derecho de elección de suministrador por parte de todos los consumidores.
7. Definición de la tarifa de Garantía de Potencia y del mecanismo de retribución de los productores.
8. Establecimiento de la metodología de determinación de la tarifa regulada a aplicar por los comercializadores regulados.
9. Desarrollo de la metodología de adquisición de energía por los comercializadores regulados.

Por lo que se refiere a la relación entre consumidores y comercializadores:

10. Definición de procedimientos armonizados de cambio de comercializador.
11. Establecimiento de especificaciones técnicas armonizadas de equipos y sistemas de telemedida.
12. Definición de protocolos de comunicación para la normalización de la transmisión de datos de las medidas de energía.
13. Armonización de la codificación de los equipos de medida.

El intercambio de información de carácter técnico y comercial a distintos niveles del funcionamiento del MIBEL es una condición necesaria para hacer posible, de forma transparente, la supervisión y control del

mercado y del sistema eléctrico (por ejemplo en lo que se refiere a la comprobación de límites de contratación, evaluación de los mecanismos de formación de precios y garantía de acceso a las redes). Por lo que se refiere a la posibilidad de que algunos de los actores principales (OMI, Operadores de Sistema, Productores y Comercializadores) faciliten esta información a los diferentes agentes participantes en el MIBEL, será necesario aclarar los aspectos relativos a la periodicidad de la divulgación y a los contenidos de:

14. Información agregada sobre precios en contratos bilaterales establecidos en diversos plazos.
15. Mecanismos de divulgación periódica de información asociada al funcionamiento de los Operadores de Sistema y del OMI.
16. Caracterización de las redes de transporte, con información detallada sobre los elementos que integran el sistema.
17. Información de carácter técnico que deberán facilitar los productores a los Operadores de Sistema y a las autoridades reguladoras.
18. Información con origen en los comercializadores y destinada a los consumidores, especialmente, tarifas, precios medios y condiciones contractuales típicas.
19. Información a incluir, de forma desagregada, en las facturas de la energía suministrada por los comercializadores a los consumidores finales.
20. Información que los productores y comercializadores facilitarán a los Operadores de Sistema, OMI y autoridades reguladoras.

Para definir el funcionamiento del OMI y de los Operadores de Sistema, será necesario establecer un conjunto de reglas sobre la definición y concepción de:

21. Procedimientos de adhesión al OMI.
22. Minutas de los Contratos de Adhesión de los Agentes de Ofertas.
23. Funcionamiento de los mercados de productos a plazo, diario e intradiario.
24. Procedimientos y reglas de cálculo de las capacidades de interconexión, que deberán hacerse públicos.
25. Procedimientos detallados de gestión de congestiones en las interconexiones.
26. Procedimientos armonizados para la comunicación entre el OMI y los Operadores de Sistema, en situaciones de explotación normal y de emergencia.
27. Procedimientos para el funcionamiento del OMI que conducirán, posteriormente, a un Manual de Procedimientos del OMI, que será aprobado por las autoridades reguladoras.

28. Procedimientos armonizados de operación de los Operadores de Sistema, que conducirán posteriormente al Manual de Procedimientos de Operación del Sistema Ibérico, que será aprobado por las autoridades reguladoras.
29. Procedimientos armonizados de comunicación a los Operadores de Sistema de los programas de producción de cada unidad productora.
30. Mecanismos armonizados de funcionamiento de los mercados de servicios de sistema a gestionar por los Operadores de Sistema (reserva secundaria y terciaria) y definición de los mecanismos de contratación de los servicios de sistema.
31. Mecanismos de liquidación de servicios de sistema.
32. Procedimientos armonizados de gestión de interruptibilidad asimilada a reserva terciaria.
33. Procedimientos de gestión de desvíos, implicando especialmente el tratamiento de la definición de los márgenes de incumplimiento y la armonización de la valoración económica de los desvíos;
34. Procedimientos de liquidación de las transacciones comerciales efectuadas en el OMI.

Por lo que se refiere a la actividad de los comercializadores es necesario definir:

35. Las entidades responsables del registro y mantenimiento de las listas actualizadas de consumidores de cada comercializador.
36. Plazos mínimos de permanencia de los consumidores en una modalidad de contratación y con la misma relación contractual.
37. Formas de actualización de las tarifas reguladas.
38. Mecanismos de control de la actividad de los comercializadores regulados y otros comercializadores, comprendiendo la definición de procedimientos de resolución de conflictos.

## **11.2 ACTIVIDADES PREVISTAS PARA EL 2003 Y LOS AÑOS SIGUIENTES**

A continuación se presentan un conjunto de cuestiones que podrán ser objeto de un desarrollo posterior en el ámbito de la implementación del Mercado Ibérico de Electricidad. Estas cuestiones presentan grados de complejidad y niveles de urgencia distintos, que se encuentran asociados, por un lado a la implementación del MIBEL, y, por otro, a la definición de su modelo final. Entre estas cuestiones hay que mencionar:

1. Creación de un mercado de derivados financieros.
2. Definición de la tarifa de último recurso.

3. Implementación de mecanismos de monitorización del margen de reserva.
4. Creación de un mercado de certificados verdes.

Por lo que se refiere a la participación del PRE en el MIBEL, es importante aclarar las siguientes cuestiones:

5. Definición de criterios de controlabilidad de las instalaciones.
6. Establecer líneas maestras para el desarrollo de procedimientos y mecanismos de previsión de la PRE *no controlable*.
7. Tratamiento técnico de la participación de la PRE *no controlable* en el mercado, comprendiendo la definición de mecanismos de comunicación de ofertas de producción.

## 12 PUNTOS A CONSIDERAR POR LOS GOBIERNOS DE ESPAÑA Y PORTUGAL

Conscientes de su responsabilidad para el éxito del MIBEL, la CNE y la ERSE entienden que es su deber someter a la consideración de los Gobiernos de España y Portugal algunos puntos que no se contemplan explícitamente en el Protocolo de 14 de Noviembre de 2001 y que necesitan una decisión urgente

### a) Constitución del Operador del Mercado Ibérico

El Operador del Mercado Ibérico (OMI) deberá desarrollar las plataformas necesarias para el desarrollo de los mercados organizados (diario, intradiario, a plazo), proceder a su implementación, prueba y divulgación, de forma que sea posible poner en marcha el MIBEL el 1 de Enero de 2003.

Es importante que los procedimientos a adoptar sean transparentes y sencillos, aprovechando y simplificando para ello la experiencia acumulada por el OMEL. Es igualmente importante que los procedimientos de comunicación e interacción del OMI con los operadores de sistema sean claros y conduzcan a la mayor eficiencia de los mercados en el respeto de los criterios de seguridad establecidos

El OMI deberá también constituir en su seno una unidad independiente para estudiar, después de Enero de 2003, instrumentos financieros de cobertura de riesgo, asociados a los mercados organizados. Esta actividad podría, eventualmente, ser ejercida en régimen de exclusividad por el OMI durante el primer periodo de regulación (2003-2006).

### b) Organización de la elegibilidad de los consumidores de baja tensión

Es recomendable la ampliación simultánea de la elegibilidad a todos los consumidores en ambos países. Para que el MIBEL funcione plenamente con éxito, es importante que el sistema que se vaya a introducir facilite el cambio de suministrador – por ejemplo, tiempos breves para el cambio, liquidaciones rápidas y exactas, costes de transacción reducidos, en condiciones idénticas para todos los consumidores Españoles y Portugueses.

Las medidas técnicas y organizativas necesarias para el ejercicio de la elegibilidad por casi 25 millones de consumidores revisten una gran complejidad e implican costes importantes. Sería recomendable que los operadores de las redes de transporte y de distribución presentasen conjuntamente a la CNE y la ERSE, con la mayor brevedad posible, una propuesta detallada y cuantificada para la implementación de las medidas técnicas y organizativas necesarias, teniendo en cuenta los trabajos preliminares ya realizados en ese sentido.

### c) Supervisión del MIBEL

La supervisión eficaz del MIBEL requiere una estrecha colaboración entre varias autoridades reguladoras de España y Portugal. En la fase inicial se sugiere que la supervisión del MIBEL en

general y la regulación del OMI en particular, se realicen conjuntamente por la CNE y por la ERSE, que son las entidades mejor situadas para actuar y reaccionar con rapidez gracias al conocimiento específico que tienen del sector eléctrico y de sus principales actores, a través de un “Comité de Regulación del Mercado Ibérico de Electricidad”.

d) Liberalización del mercado de gas natural

Para que la competencia entre productores de energía eléctrica a partir del gas natural, concretamente en instalaciones de ciclo combinado, no esté falseada, es indispensable que las condiciones de acceso a las infraestructuras de transporte del gas natural en España y Portugal sean equivalentes. Adquiere así el carácter de muy urgente el “estudio de la convergencia de los mercados de gas natural de ambos países “referido en el art 1º del Protocolo de 14 de Noviembre de 2001, con vistas a garantizar “una adecuada coordinación entre la liberalización de los mercados de la electricidad y del gas natural”.

e) Armonización de las condiciones de la producción en régimen especial y de los aprovechamientos hidroeléctricos en cascada

Dado que la producción en régimen especial está llamada a desempeñar un papel de creciente importancia en la cobertura de la demanda de energía eléctrica en la Península Ibérica, es importante que los mecanismos competitivos y los incentivos utilizados en España y Portugal sean coherentes y no distorsionen la competencia en el MIBEL.

La existencia de aprovechamientos hidroeléctricos de distintos propietarios en cascada, esto es, utilizando en todo o en parte el mismo flujo hidráulico para la producción de energía eléctrica, plantea algunas dificultades para la operación eficiente del mercado y del propio sistema eléctrico. Sería útil que las Administraciones de España y Portugal expusiesen en detalle los procedimientos de utilización de los recursos hidráulicos, preferentemente con base en propuestas elaboradas por las empresas propietarias de centrales hidroeléctricas, aunque teniendo también en cuenta objetivos de política medioambiental y de política de gestión de agua, de forma que sea perfectamente transparente y no discriminatoria la gestión de la producción de energía hidroeléctrica.

f) Fiscalidad

Hay que armonizar la fiscalidad aplicable a las empresas y a los consumidores de energía eléctrica en España y Portugal, eliminando potenciales distorsiones de la competencia en los mercados energéticos.