

MERCADO IBÉRICO DE ELECTRICIDAD

DOCUMENTO DE DISCUSIÓN

Si desea hacer alguna observación o aportación a este documento, por favor dirijase a la siguiente dirección de correo electrónico: mercadoiberico@cne.es

Diciembre 2001



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
[http: //www.cne.es](http://www.cne.es)



Entidade Reguladora do Sector Eléctrico

Rua Dom Cristóvão da Gama n.º1 – 3.º
1400-113 Lisboa
Tel: 21 303 32 00
Fax: 21 303 32 01
e-mail: erse@erse.pt
[http: //www.erse.pt](http://www.erse.pt)

Índice

1	Introducción.....	1
2	Criterios para la elaboración del modelo de organización del Mercado Ibérico	3
3	Aspectos estructurales del sector.....	4
3.1	Separación de las actividades reguladas y no reguladas	4
3.2	Concentración empresarial en el sector eléctrico.....	4
3.3	Pagos a los productores de energía eléctrica.....	5
3.4	Productores a partir de fuentes de energía renovables y cogeneradores	6
4	Entidades que intervienen en el Mercado Ibérico.....	7
5	Organización del mercado mayorista	9
5.1	Modalidades de relación comercial.....	9
5.1.1	Contratos bilaterales físicos	9
5.1.2	Mercado "spot" de energía eléctrica.....	10
5.2	Mercado de Servicios de Sistema	11
5.2.1	Balance producción/consumo y necesidades de reserva.....	13
5.2.2	Tratamiento de desvíos.....	14
5.2.3	Otros Servicios.....	15
5.3	Garantía de suministro e interrupción	15
5.4	Mercado de derivados financieros	17
5.5	Procedimientos de actuación en el mercado.....	19
5.6	Relación entre operadores de sistema y operador de mercado	21
5.7	Divulgación de información relevante para el mercado	23
6	Mercado minorista	25
6.1	La obligación de suministro.....	25
6.2	Sistema de liquidaciones	24
7	Operación del sistema.....	27
7.1	Relación entre operadores de sistema.....	27
7.2	Resolución de congestiones en las redes	27
7.3	Pérdidas de energía eléctrica.....	29

8	Otras cuestiones.....	31
8.1	Tarifas de uso de las redes	31
8.2	Gestión global del sistema	32
8.3	Armonización de los indicadores de calidad de servicio	33
8.4	Normalización de contabilidad.....	33
8.5	Situación de los archipiélagos autónomos de Portugal y España	34

1 INTRODUCCIÓN

El protocolo de colaboración entre las administraciones española y portuguesa firmado el 14 de Noviembre de 2001 establece que *“El día 1 de Enero de 2003 entrará en funcionamiento el Mercado Ibérico de 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.”*

A partir del 1 de Enero de 2003 la Península Ibérica pasará así a constituir un mercado integrado de electricidad, interactuando de forma homogénea con el resto de la Unión Europea a través de las interconexiones entre España y Francia. Se trata de un paso importante en la realización del mercado interior de energía en la Unión Europea.

Del texto del protocolo arriba citado se deduce igualmente que el Mercado Ibérico de Electricidad (abreviadamente, MIBEL) se desarrollará según dos ejes complementarios:

- contratación bilateral libremente establecida entre agentes;
- contratación organizada a través del Operador del Mercado Ibérico, nueva entidad cuyo “capital deberá ser abierto a empresas de ambos países”.

En relación a la organización del MIBEL, el Protocolo establece lo siguiente:

«

1. *Antes del 31 de Marzo de 2002, las autoridades reguladoras de los sectores eléctricos de España y Portugal deberán presentar 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.*
2. *El modelo citado deberá permitir el desarrollo de un mercado competitivo, fluido y eficaz, dotado de los necesarios mecanismos de seguimiento y control que garanticen la satisfacción de las necesidades de los consumidores, la seguridad del suministro a corto y largo plazo y a plena compatibilidad con los objetivos de eficiencia energética y fomento de las energías renovables en ambos países.*
3. *En la elaboración del modelo de organización del Mercado Ibérico de Electricidad, las autoridades reguladoras deberán 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. »*

La Comisión Nacional de Energía (CNE) y la Entidad Reguladora del Sector Eléctrico (ERSE) se congratulan con la iniciativa política de creación del MIBEL y harán todo lo posible para que los objetivos y los plazos indicados puedan ser cumplidos.

En términos del Protocolo, compete a la CNE y a la ERSE solicitar “*la participación de asociaciones de consumidores, productores, distribuidores, comercializadores, operadores de sistema, operadores de mercado y demás partes interesadas en el desarrollo*” en el MIBEL. Es obvio que la CNE y la ERSE consideran que el éxito del MIBEL dependerá decisivamente del apoyo y del grado de implicación que las entidades anteriormente referidas proporcionen en todas las fases del proyecto, en la concepción del mercado, en su ejecución y en su futuro desarrollo.

El objetivo de este documento de discusión es iniciar la consulta, recogiendo a partir de ahora sugerencias e ideas que puedan contribuir a la solidez, estabilidad y eficiencia del MIBEL. Todas las sugerencias recibidas serán publicadas, salvo indicación expresa de lo contrario, y oportunamente discutidas.

El presente documento está estructurado de la siguiente forma:

- en el capítulo 2 se recuerdan los criterios a aplicar para la elaboración del modelo de organización del MIBEL;
- en los capítulos 3 a 7 se introducen varias cuestiones agrupadas en torno, respectivamente, a los siguientes temas: estructura del sector eléctrico, entidades que intervienen en el mercado, organización del mercado mayorista, organización del mercado minorista y gestión técnica del sistema;
- en el capítulo 8 se presentan algunas cuestiones importantes para tratar a medio plazo.

Las cuestiones ahora sometidas a discusión pública no son exhaustivas sino que se refieren a un núcleo inicial de preocupaciones fundamentales para permitir el arranque ordenado y a tiempo del MIBEL. Conocer las opiniones de los interesados sobre estos temas parece esencial para la continuación del trabajo acometido por las entidades reguladoras. Aunque también, serán igualmente bienvenidos otros elementos de reflexión y otras contribuciones que correspondan a aspectos no incluidos en el presente documento.

España y Portugal acumulan diversas experiencias e igualmente válidas de liberalización de los mercados eléctricos, habiendo anticipado ambos países las fechas previstas para la aplicación de la Directiva 96/92/CE. Esas experiencias constituyen un patrimonio útil motivo de reflexión que interesa explorar conjuntamente.

La creación del MIBEL constituye una excelente oportunidad para acelerar la liberalización e integración de los dos mercados, en línea con las conclusiones del Consejo Europeo de Lisboa del 23 y 24 de marzo de 2000, potenciando las anteriores experiencias y promoviendo su rápida convergencia. Pero la creación de un nuevo mercado, al cual estarán asociadas nuevas reglas, nuevos instrumentos y nuevas instituciones, es también una oportunidad para innovar, aprovechando la elaboración teórica y la experiencia de otros países, principalmente en el ámbito de la Unión Europea. La discusión pública que ahora se inicia no puede ignorar las experiencias recientes de España y Portugal, pero no debe tampoco quedar prisionera de ese pasado.

La CNE y la ERSE agradecen anticipadamente todos los comentarios escritos que les fuesen enviados hasta el 25 de Enero de 2002.

2 CRITERIOS PARA LA ELABORACIÓN DEL MODELO DE ORGANIZACIÓN DEL MERCADO IBÉRICO

El modelo de organización del MIBEL debe seguir los principios estipulados en el Protocolo del 14 de Noviembre de 2001 y ser conforme a la legislación comunitaria aplicable. Es sabido que su aplicación va a exigir alteraciones legislativas en el ordenamiento de ambos países, teniendo las administraciones respectivas la posibilidad de proceder a las necesarias modificaciones. La ejecución del modelo de organización del MIBEL incumbe a los operadores de sistema de España y Portugal (REE y REN, respectivamente), debiendo ser adecuadamente repartidos los costes que resulten.

La construcción de un mercado eléctrico es un proceso complejo que exige una gran dosis de pragmatismo y una evolución gradual. Efectivamente, no sería posible ni deseable modificar radicalmente la forma de organización de los sistemas eléctricos en el plazo de un año. El correcto funcionamiento de un mercado mayorista de electricidad a escala ibérica no implica la inmediata armonización de todos los aspectos relativos al sector eléctrico; el proceso de armonización puede ser gradual y no necesita ser completo. Es importante por eso distinguir los aspectos absolutamente indispensables y críticos para el lanzamiento y arranque del MIBEL, separándolos de las modificaciones que pueden ser desarrolladas a partir del 2003 con vistas a una mayor integración.

El sector eléctrico se caracteriza por un elevado nivel de aspectos técnicos y complejidad. Interesa que su regulación sea simple de forma que facilite la comprensión de todos los agentes y flexibilizar la evolución de las reglas. La transparencia es un elemento fundamental para la credibilidad del sistema.

En el MIBEL coexistirán actividades reguladas, en régimen de monopolio, y actividades no reguladas, en régimen de libre competencia. Interesa que la separación de las actividades sea nítida y que los derechos y obligaciones de cada uno de los sujetos que integran el mercado sean claramente definidos.

El MIBEL debe ser compatible y debe estimular el desarrollo de energías renovables y de mecanismos de gestión de la demanda tendentes a una más racional utilización de la energía.

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, principalmente, niveles adecuados de seguridad de suministro.

3 ASPECTOS ESTRUCTURALES DEL SECTOR

3.1 SEPARACIÓN DE LAS ACTIVIDADES REGULADAS Y NO REGULADAS

La definición de las actividades y de los derechos y obligaciones de cada uno de los sujetos que forman parte del sector es fundamental para el desarrollo del mercado.

La separación de actividades impuesta legalmente en ambos países permite desempeñar, dentro de la misma estructura empresarial, actividades reguladas (transporte y distribución) y liberalizadas (producción y comercialización). Esta integración vertical de las empresas eléctricas dificulta, en la práctica, el desarrollo de actividades que deberían ser desarrolladas en régimen de libre competencia.

Es importante establecer una regulación clara para separar las diversas actividades, acompañada de la definición de las barreras internas necesarias para separar la gestión de las actividades desarrolladas en la estructura empresarial, en particular, las actividades desarrolladas en régimen de monopolio (transporte, distribución y operación del sistema) de las desarrolladas en régimen de competencia (producción y comercialización).

¿Se considera suficiente el estado actual de separación de las actividades desarrolladas por las empresas para el establecimiento de un mercado eficiente y transparente?

Suponiendo recomendable una mayor separación de las actividades por empresas, ¿deberán ser impuestas limitaciones a las estructuras accionariales de las empresas, impidiendo a accionistas mayoritarios en empresas de una actividad la concentración de intereses significativos en empresas de otras actividades?

¿Sería interesante separar las actividades de producción y de comercialización, de forma que se permita el desarrollo de la actividad de comercialización completamente independiente de las restantes actividades?

¿Qué otras medidas, además del desarrollo independiente de la actividad de comercialización, pueden contribuir para mejorar la eficiencia y la transparencia del mercado?

¿Deberán ser impuestos límites a la contratación entre producción y comercialización de una misma empresa o grupo empresarial?

3.2 CONCENTRACIÓN EMPRESARIAL EN EL SECTOR ELÉCTRICO

El sector eléctrico en Portugal y España se caracteriza por un elevado nivel de concentración, con cinco empresas verticalmente integradas, constituidas en grupos empresariales, a las que pertenecen la gran mayoría de los medios de producción, de la red de distribución y del negocio de la comercialización.

Esta situación constituye un factor de desánimo para la aparición de nuevos entrantes en el desempeño de las actividades liberalizadas (producción y comercialización), pues un nuevo comercializador tendrá un riesgo elevado de no conseguir obtener energía eléctrica, tanto en términos de cantidad como de precio, para satisfacer sus contratos y obtener un margen suficiente. El problema se presenta de forma idéntica para un nuevo productor.

¿Considera compatible el estado actual de concentración de las empresas con el establecimiento de un mercado eficiente y transparente?

Suponiendo recomendable una menor concentración de las empresas, ¿consideraría más importante la reducción de concentración en la actividad de producción o en la actividad de comercialización?

¿Qué otras medidas podrían contribuir para mejorar la eficiencia y la transparencia del mercado?

3.3 PAGOS A LOS PRODUCTORES DE ENERGÍA ELÉCTRICA

En Portugal, los productores de energía eléctrica pertenecientes al Sistema Eléctrico de Servicio Público (SEP) tienen contratos a largo plazo con REN para la venta en exclusiva de toda la energía eléctrica que producen.

En España, desde la liberalización del sector y con la constitución del mercado de compra y venta de energía eléctrica, los productores de energía eléctrica reciben los llamados “costes de transición para la competencia” (CTC).

Para que el mercado ibérico de energía eléctrica funcione de forma transparente y no haya distorsiones es fundamental que los productores hagan sus ofertas en igualdad de condiciones, o sea, que eventuales compensaciones sean de alguna forma armonizadas.

Es importante pues analizar de qué forma deben ser examinadas las condiciones contractuales en los dos países para permitir que las compensaciones cubran una parte o la totalidad de los costes sin causar distorsiones.

¿Deben ser armonizadas las compensaciones a los productores?

¿De qué forma pueden ser examinadas las condiciones de los contratos actualmente en vigor?

¿Qué condiciones se pueden establecer con el objetivo de recuperar costes sin causar distorsiones en el mercado?

3.4 PRODUCTORES A PARTIR DE FUENTES DE ENERGÍA RENOVABLES Y COGENERADORES

La Unión Europea tiene mostrado un fuerte empeño en el cumplimiento de los compromisos asumidos en el protocolo de Kioto, en materia de reducción de las emisiones contaminantes. En ese sentido, la mayoría de los países de la Unión Europea reforzaron los incentivos para la producción a partir de fuentes “limpias”, principalmente a través de programas de apoyo a las fuentes de energía renovables y a las instalaciones de cogeneración a partir de gas natural. Como resultado, estos tipos de energía han ido creciendo a un ritmo elevado, con tendencia a aumentar, debiendo alcanzar su producción una cuota sobre el 50% a comienzos de la próxima década.

Debido al peso cada vez más significativo de estos productores en el sector eléctrico, su participación en el mercado presentaría ventajas, al aumentar el número de agentes participantes del lado de la oferta y, consecuentemente, el volumen de negocios y la liquidez del mercado. Sin embargo, el actual régimen de incentivos se realiza a través de una tarifa subsidiada que proporciona a estos productores una retribución superior a la concedida a los restantes, complementada por la obligación de las distribuidoras a comprar la energía que ellos colocan en la red, sistema que no permite su integración de forma directa en el mercado.

¿Qué alteraciones podrían ser introducidas en el actual régimen de incentivos a los productores a partir de fuentes “limpias” para permitir su actuación en el Mercado Ibérico de forma eficiente y transparente?

4 ENTIDADES QUE INTERVIENEN EN EL MERCADO IBÉRICO

Las empresas propietarias de las unidades de producción de energía eléctrica son los agentes de mercado naturales del lado de la oferta. No obstante, también importa definir de qué forma podrán actuar en este mercado.

¿Cuál es el grado de discriminación con el que los productores de energía eléctrica a partir de centrales térmicas podrán hacer ofertas en el mercado de energía eléctrica: por grupo, por central o basta una oferta por la globalidad sin discriminación del origen, si son del mismo propietario?

¿Cual es el grado de discriminación con el que los productores de energía eléctrica a partir de centrales hidroeléctricas podrán hacer ofertas en el mercado de energía eléctrica: por central o basta una oferta por la globalidad sin discriminación del origen, si son del mismo propietario, pertenecen a una misma presa hidrográfica y funcionan en cascada?

¿Los productores de energía eléctrica a partir de instalaciones de cogeneración y otros productores en régimen especial deben poder presentar ofertas en el mercado de energía eléctrica?

Además de las empresas propietarias de unidades de producción de energía eléctrica, es importante definir qué otros agentes pueden intervenir, del lado de la oferta, en el mercado ibérico de energía eléctrica:

- Agentes externos al mercado ibérico;

¿Cuáles son los requisitos necesarios para que entidades no instaladas en la Península Ibérica puedan hacer transacciones en el mercado ibérico?

- Comercializadores;

La introducción de la figura del comercializador, con competencias bien definidas, permite el desarrollo de la liberalización y de la competencia en el sector eléctrico, simplificando todo el proceso de funcionamiento de los productores y los clientes en el mercado y la relación con el operador de mercado.

¿Cuál debe ser el ámbito de actuación, las competencias y las obligaciones a atribuir al comercializador?

¿Qué otros agentes del lado de la oferta podrán actuar en el mercado de energía eléctrica?

Los clientes de energía eléctrica son agentes de mercado naturales del lado de la demanda.

¿Cuáles son los requisitos necesarios para que los clientes puedan adquirir energía eléctrica en el mercado?

Las empresas de distribución de energía eléctrica son, de igual modo, agentes de mercado del lado de la demanda. Aunque también, es importante definir de qué forma podrán actuar en este mercado.

Además de los agentes arriba referidos, es importante definir qué otros agentes pueden intervenir, del lado de la demanda, en el mercado ibérico de energía eléctrica:

- Comercializadores.
- Agentes externos al mercado ibérico.

¿Cuáles son los requisitos necesarios para que las empresas de distribución, los comercializadores y los agentes externos puedan adquirir energía eléctrica en el mercado?

¿Qué otros agentes del lado de la demanda podrán actuar en el mercado de energía eléctrica?

5 ORGANIZACIÓN DEL MERCADO MAYORISTA

5.1 MODALIDADES DE RELACIÓN COMERCIAL

Existen diferentes formas de organización de un mercado de electricidad y servicios asociados. De entre las más utilizadas, destacan los contratos bilaterales físicos (CBF) y el mercado diario de energía eléctrica, también denominado “pool”.

En la constitución del mercado ibérico de electricidad, cualquiera de estas formas se considera de extrema importancia y es susceptible de ser implantada bien de forma independiente bien a través de una interacción mutua.

Se describe a continuación cada uno de los modos de establecer las relaciones comerciales, incluyendo también un conjunto de cuestiones que se presentan por su mayor importancia y oportunidad.

De entre las formas posibles de contratación que a continuación se describen, ¿cuáles son las que son fundamentales para el funcionamiento del mercado ibérico?

¿Qué formas de contratación pueden ser desarrolladas en una fase posterior?

¿Qué prioridad debe ser dada a la ejecución de las diversas formas de contratación?

5.1.1 CONTRATOS BILATERALES FÍSICOS

La celebración de contratos bilaterales físicos (CBF) es una forma de relación comercial entre dos partes en la cual una de ellas se compromete a colocar en la red la energía y la otra a recibir la energía eléctrica contratada.

Estos contratos deben ser conocidos por los operadores del mercado y de los sistemas, entidades responsables de la verificación y validación técnica de los mismos y también de la relación comercial con las partes implicadas que afectan directamente al resto mercado.

El eficaz funcionamiento del mercado ibérico, a semejanza de cualquier mercado, está directamente relacionado con el número de agentes de ofertas que actúa en este mercado. Por eso, interesa adoptar medidas que aumenten el número de agentes.

Para el nivel de relación a través de CBF es importante que los agentes identifiquen la oportunidad de negocio en el mercado. Por consiguiente, el nivel de ejecución de los CBF depende de la maximización de la información disponible para los agentes.

Una vez que existen aún diversas hipótesis de orientación en relación al modo de ejecutar el futuro mercado ibérico, es aconsejable debatir los temas anteriores, de entre los cuales destacan las siguientes cuestiones:

¿Son los CBF un instrumento adecuado para fomentar la eficiencia del mercado ibérico de energía eléctrica?

¿Los CBF permiten e incentivan el aumento del número de agentes en el mercado?

¿Quién debe poder celebrar CBF?

¿Cuál es el nivel de información que se debe poner a disposición de los agentes?

¿Qué nivel de información se debe poner a disposición de los Reguladores?

¿Deben ser establecidos límites para el establecimiento de contratos verticalmente integrados dentro de una empresa?

5.1.2 MERCADO "SPOT" DE ENERGÍA ELÉCTRICA

El mercado "spot" de energía eléctrica corresponde a una forma de contratación organizada en la que existe una entidad central en la cual son admitidas ofertas de compra y de venta de energía eléctrica, realizándose una casación de ofertas para cada período de tiempo predefinido.

Las ofertas son presentadas por los diversos agentes de ofertas y pueden ser de tipo simple, refiriéndose solamente a cantidades y precios de energía para cada período de casación de ofertas, o complejas, englobando adicionalmente otra información acerca de limitaciones técnicas o desagregación de precios y cantidades por períodos de tiempos. Pueden también clasificarse las ofertas de firmes, cuando no pueden ser alteradas después de la hora de cierre del mercado, o por otro lado, podrán ser alteradas posteriormente cuando algún presupuesto que sirvió de base a las ofertas deje de ser válido.

Además de las ofertas de compra y de venta de energía eléctrica, pueden existir también ofertas de capacidad, o sea, ofertas relacionadas con la capacidad disponible en un determinado período de tiempo. Este tipo de ofertas aunque no es muy utilizado, puede revelarse útil por razones de seguridad de suministro para los agentes de oferta que adquieren energía.

El mercado puede funcionar en una base semanal, diaria o intradiaria, siendo las dos últimas periodicidades las más utilizadas.

El mercado "spot" puede tener carácter obligatorio. En este caso, todos los agentes de ofertas están obligados a efectuar ofertas de compra de energía eléctrica al mercado para adquirir sus necesidades de energía eléctrica. En una segunda fase, los agentes que no consiguieron adquirir sus necesidades por completo pueden adquirir la energía que falta a través de CBF, o a través de mercados secundarios.

El mercado "spot" puede tener carácter voluntario. En este caso, los agentes son libres para negociar sus necesidades de energía eléctrica a través de CBF y solamente efectúan ofertas al mercado relacionadas con excedentes de energía o para adquirir energía en condiciones económicas más favorables.

Previamente a la ejecución del nuevo mercado ibérico, se debe debatir sobre qué tipo de mercado debe existir, y sobre el modo cómo éste debe funcionar, particularmente en el nivel de actuación de los agentes de ofertas, de la responsabilidad directa del operador de mercado, y de la articulación con otras formas de organización del mercado como los contratos bilaterales físicos.

Algunos temas y respectivas cuestiones se plantean a continuación:

¿Será el "mercado spot" el instrumento adecuado para la ejecución del futuro mercado ibérico?

¿El mercado debe ser obligatorio o será preferible un funcionamiento en régimen voluntario?

¿Debe el mercado diario ser obligatorio y los restantes mercados (intradía, servicios de sistema) voluntarios?

¿Cuál es el precio a pagar por la energía vendida a través del mercado: valor de cada oferta de venta contratada o valor de la oferta de venta más cara contratada?

¿Con qué base temporal deberá cerrar el mercado?

¿Deberá existir un mercado secundario intradía?

¿Qué tipo de ofertas deberán existir, simples y/o complejas?

¿Qué tipo de ofertas complejas son necesarias y cuál es el motivo que justifica su existencia?

¿Las ofertas presentadas deben ser consideradas firmes, o pueden ser alteradas después de la hora del final del mercado?

¿Qué lecciones se pueden extraer de las experiencias internacionales de mercados diarios de energía eléctrica?

5.2 MERCADO DE SERVICIOS DE SISTEMA

Para que sea posible operar el sistema eléctrico con adecuados niveles de seguridad y estabilidad, y para que se alcancen valores aceptables de calidad de servicio en el suministro de energía eléctrica, es necesario considerar ciertos servicios complementarios al suministro de energía eléctrica, denominados como servicios de sistema.

Los servicios de sistema están relacionados con la regulación de frecuencia y de tensión. Asociados a estos servicios surgen conceptos como la regulación automática, las reservas rodante y estática, el arranque autónomo y el telearranque y la compensación de reactiva estática o dinámica.

La mayoría de los servicios de sistema pueden ser suministrados esencialmente por productores o agentes de ofertas con medios de producción. Existen después otros servicios que pueden ser suministrados también por otros agentes, tales como los operadores de las redes e instalaciones consumidoras.

El suministro de servicios de sistema puede estar asociado a mecanismos de mercado o puede ser administrado centralmente por una entidad a través de la contratación de esos servicios. Puede también optarse por una gestión regional, cuando algunos servicios de sistema tienen esencialmente un carácter local, como es el caso del suministro de energía reactiva.

Igual que para el mercado de energía eléctrica, también para los servicios de sistema es necesario reflejar qué orientación tomar en lo que se refiere a la ejecución del mercado ibérico. A continuación se presentan un conjunto de cuestiones que se consideran de útil discusión.

¿Qué se considera servicio de sistema? ¿Qué servicios están incluidos en este mercado?

¿La introducción de un mercado de servicios de sistema será beneficiosa para la eficiencia de un mercado ibérico de electricidad o, por lo contrario, el suministro de servicios de sistema deberá ser objeto de una gestión y planificación centralizados en uno o más operadores de sistema al nivel de la Península Ibérica?

¿Qué entidad debe cuantificar las necesidades de servicios de sistema? ¿Deben ser elaborados planes regionales?

¿Cuáles son los servicios de sistema cuyo suministro debe ser de carácter obligatorio y cuáles deben ser voluntarios?

¿Qué servicios de sistema son susceptibles de ser adquiridos a través de mecanismos de mercado?

¿Cuáles son los mecanismos de mercado para el servicio de control de tensión?

¿Cómo valorar los servicios de sistema? ¿Por el valor de la inversión necesaria o por el valor del servicio que suministran?

Por motivos de seguridad de la explotación ¿es preferible optar por contratos para el suministro de servicios de sistema?

¿Cómo reflejar en los consumidores el coste del suministro de servicios de sistema, en una lógica de mercado?

¿Cómo dar a eventuales inversores señales económicas para una correcta localización de sus instalaciones suministradoras de servicios de sistema?

¿De qué forma los servicios de sistema pueden ser ofrecidos por el lado de la demanda?

5.2.1 BALANCE PRODUCCIÓN/CONSUMO Y NECESIDADES DE RESERVA

La explotación del sistema eléctrico en tiempo real tiene como base previsiones de consumo y programas de producción para la satisfacción de los consumos previstos. Dado que el consumo de energía eléctrica real no coincide con las previsiones, es necesario, a lo largo del día, ir adaptando el programa de producción al consumo real. Las alteraciones del programa de producción resultantes de esa adaptación corresponden al suministro del servicio de regulación.

Este servicio de regulación puede consistir en una entidad central, particularmente el operador de sistema, que es el responsable de la gestión de las situaciones de desequilibrios entre la producción y el consumo. A tal fin, esta entidad puede actuar sobre un conjunto de centrales determinadas, teniendo en cuenta los criterios que correspondan, para disponer de un margen de reserva previamente definido que puede ser colocado en la red en un corto espacio de tiempo, o puede optar por contratar ese margen de reserva de acuerdo con propuestas presentadas en un mercado creado específicamente a ese efecto.

Así, es necesario decidir en primer lugar cómo debe ser operado el sistema eléctrico ibérico, una vez que éste puede ser organizado de forma independiente, tal que cada uno de los países constituye un área de control, o puede estar organizado de modo distinto con un controlador central y diversas áreas secundarias correspondiendo a diferentes regiones eléctricamente dependientes.

Estos temas merecen un análisis detallado que pueda dar respuesta a algunas de las siguientes cuestiones:

¿Cómo organizar el sistema eléctrico ibérico en lo que respecta a áreas de control?

¿Deberá ser creado un mercado de desequilibrios? ¿El mercado debe ser global o zonal?

¿Quién debe ser responsable de la gestión de un eventual mercado o de la gestión centralizada?

¿Qué entidades pueden contribuir en la resolución de desequilibrios?

¿Cuál es el margen de reserva necesario?

¿Cómo valorar la energía suministrada: por el valor de la inversión necesaria o por el valor del servicio?

¿Qué incentivos hay que presuponer para prevenir la falta del suministro de este servicio?

5.2.2 TRATAMIENTO DE DESVÍOS

A nivel físico, la creación del concepto de desvío al programa de contratación es justificada por la necesidad de imputar los costes del suministro del servicio de regulación, es decir, del seguimiento del consumo de energía eléctrica por parte de la producción.

Los desvíos pueden ser clasificados por dos tipos principales: desvíos por exceso, cuando la producción es superior o el consumo es inferior al programado, o desvíos por defecto, cuando ocurre a la inversa.

Comercialmente, los desvíos pueden tener tratamientos diferenciados, conforme sean imputados al contrato de energía, bien por CBF bien directamente en el mercado “spot”, o en el caso de ser imputados a cada agente de ofertas en una óptica de saldo global.

En el primer caso, se valoran los desvíos de acuerdo con la diferencia entre la situación real y lo estipulado en cada contrato celebrado por uno o más agentes de ofertas. Cada agente de ofertas con más de un contrato celebrado podrá incurrir en desvíos por exceso en lo que se refiere a un contrato y en desvíos por defecto en lo que se refiera a otros contratos, incluso cuando el saldo físico de los desvíos sea nulo.

En el segundo caso, los desvíos son valorados conjuntamente por cada agente de ofertas, independientemente de los desvíos verificados en cada uno de sus contratos individuales, CBF y mercado spot.

Ambos modos de tratamiento de los desvíos pueden ser considerados, con las consecuentes ventajas y desventajas que cada uno acarrea. Es importante por lo tanto, reflejar y analizar cada una de las situaciones para dar la mejor respuesta posible, o sea aquella que convierta en más eficaz y eficiente el funcionamiento del mercado ibérico.

¿Los desvíos deben ser tratados de modo individual o de modo conjunto?

¿Se deben atribuir los desvíos a cada contrato de energía o a cada agente de ofertas?

¿Cómo valorar los desvíos para incentivar la eficiencia y equidad entre la relación comercial de los distintos agentes de ofertas?

¿La valoración de los desvíos debe ser hecha a priori en base a previsiones o debe ser hecha a posteriori basada en criterios de repartición de costes?

La presentación de la programación de los consumos por parte de los agentes de ofertas debe ser efectuada con una anticipación suficiente que permita al operador de sistema y operador de mercado regular, con coordinación, el sistema eléctrico.

El plazo límite para la presentación de los programas y eventuales alteraciones está directamente relacionado con el nivel de desvíos obtenidos, especialmente en lo que atañe a los programas para los fines de semana y días festivos.

Para promover la eficiencia del mercado, será útil que se creen reglas bien estructuradas y planeadas que lleven a la minimización del volumen de desvíos a través de una aproximación por parte de los agentes de sus previsiones de consumo y el consumo real.

¿Cuál es la importancia de la posibilidad de modificar con menor anticipación el programa de contratación, reduciendo así la probabilidad de ocasión de desvíos?

¿De qué forma se puede incentivar los agentes de ofertas para prever sus programas de energía eléctrica con el menor error posible?

5.2.3 OTROS SERVICIOS

Con el fin de controlar la variación de frecuencia lo más rápidamente posible, el deslastre de cargas por frecuencia es realizado automáticamente a partir del momento en que se alcanza un límite de frecuencia predefinido.

Podrán ser alternativas para el control de frecuencia y la garantía de la seguridad del sistema, particularmente a través de mecanismos de mercado.

¿Será deseable la creación de un mercado en que cada cliente o productor establece un valor económico para la carga que propone deslastrar, estableciéndose un orden de mérito?

5.3 GARANTÍA DE SUMINISTRO E INTERRUPCIÓN

La ejecución de un mercado ibérico de electricidad constituye por sí solo un beneficio económico en términos de garantía de suministro. Las ventajas generadas por la integración de los dos mercados se ven limitadas por la capacidad de interconexión.

La garantía de suministro es susceptible de ser integrada en el esquema regulatorio del mercado de diversas formas. Puede ser considerada como un pago asociado a todo el tipo de suministros, imponiendo que toda la energía sea garantizada. En estos casos se puede permitir que algunos clientes tengan acceso a contratos de interrupción. Como alternativa, la garantía de suministro puede ser considerada como una característica del suministro que el cliente puede o no estar dispuesto a pagar.

Es posible que el enfoque dado a la garantía de suministro sea diferenciado conforme a las características de los clientes y a su forma de participación en el mercado, salvaguardándose siempre la equidad de tratamiento entre los clientes y entre los sistemas. O sea, si se permite que un cliente que participa en el mercado tenga opción de selección en la contratación de garantía de suministro, al cliente que no participa en el mercado le será ofrecida en opción una tarifa interrumpible, y a la inversa.

La garantía de suministro podrá ser valorada a través de un mercado de garantía de suministro, o, de manera alternativa, ser internalizada en el precio de encuentro del mercado de energía, teniendo como resultado la posibilidad de ocurrencia de precios muy elevados en ocasiones de fuerte desequilibrio entre la oferta y la demanda.

La valoración de la garantía de suministro podrá también ser hecha a través de una tarifa regulada que debe tener en cuenta los costes marginales de capacidad, los cuales en un sistema optimizado son limitados por los costes de capacidad de las centrales con turbinas a gas de ciclo simple. La estructura de esta tarifa podrá ser del tipo binomio, con un término de potencia y un término de energía activa, en las horas de mayor intensidad de la demanda, o sea, horas punta y eventualmente completas.

Las reglas de afectación de los costes relativos a la garantía de suministro por los diversos clientes unidos a los distintos niveles de tensión y con estructuras de medida diferentes, deben ser establecidas de forma clara, transparente y reflejando los costes, garantizando la inexistencia de subsidios cruzados y fomentando la eficiencia en la utilización de este recurso escaso. Principios idénticos deben ser seguidos en la remuneración de los unidades de producción por la prestación de la garantía de suministro.

La existencia de contratos de interrupción permitiendo la diferencia temporal de la expansión del sistema generador en medios de producción punta, principalmente turbinas a gas de ciclo simple, puede constituir una alternativa interesante a la prestación de la garantía de suministro. La interrupción también puede ser justificada por la ocurrencia de situaciones excepcionales. Los clientes que se adhieran a un régimen de interrupción aceptan reducir su consumo, según las condiciones establecidas en los contratos de interrupción, posibilitando la garantía de suministro de los restantes clientes y obteniendo como contrapartida precios más bajos. Es importante señalar que las interrupciones asociadas al régimen de interrupción son totalmente independientes de las interrupciones de suministro atribuibles a faltas en las redes de transporte y distribución.

La forma de valorar la interrupción debe tener como referencia los costes evitados en el sistema. En la realidad, atendiendo a que posibilita la sustitución de turbinas a gas de ciclo simple, podrá por este motivo ser valorada a través de los costes fijos de este tipo de centrales. Los precios que se conceden a clientes que acepten un contrato de interrupción dependerán de las modalidades de contrato en cuanto a preavisos, frecuencia y duración de interrupciones.

El régimen de interrupción y la forma de valorar la garantía de suministro deben ser abordados de forma coherente y reflejando los costes de los varios tipos de suministros contratados, evitándose subsidios cruzados entre grupos de clientes y transmitiéndose las señales precio inductoras de eficiencia económica.

¿Debe existir también un mercado de capacidad o sólo se debe negociar la energía eléctrica?

¿Cómo se conjugan las ofertas del mercado diario de energía con las del mercado de capacidad?

¿Cómo podrá ser valorada la garantía de suministro? ¿A través de qué mecanismos de mercado o de fórmulas regulatorias?

¿Deberá toda la energía suministrada a los clientes que participan en el mercado ser garantizada? ¿O podrán optar entre energía garantizada y no garantizada mediante pagos diferenciados? ¿Y los clientes que no participan en el mercado?

¿Cuáles son las formas de valoración de interrupción a considerar de modo que proporcionen equidad de tratamiento entre clientes, independientemente de su forma de participación en el mercado, y de modo que mantengan la coherencia con la metodología de valoración de la garantía de suministro?

¿Qué regímenes de interrupción, y qué modalidades de contrato, deben estar disponibles para los clientes no participantes en el mercado?

5.4 MERCADO DE DERIVADOS FINANCIEROS

Asociado a un mercado de energía funcionan frecuentemente mercados de productos financieros derivados. Son instrumentos financieros creados con base en las transacciones del mercado diario de energía eléctrica con el objetivo de regular el riesgo asociado a la volatilidad de los precios que se forman en el mercado diario. Se trata fundamentalmente de instrumentos de cobertura de riesgo que pueden ser contratados bilateralmente o ser negociados en un mercado organizado.

Para que un mercado organizado de productos financieros derivados, asociado a un mercado de energía eléctrica, sea eficiente, deben poder ser cumplidas las siguientes condiciones previas:

- El mercado de energía eléctrica asociado debe también ser eficiente.
- Se deben crear productos estandarizados.
- Debe existir un elevado número de agentes a operar en el mercado
- El mercado debe tener liquidez y ofrecer distintas posibilidades de hacer transacciones.
- Debe haber transparencia en la formación de los precios.

Hay también factores que contribuyen al éxito de un mercado de derivados. De entre ellos:

- El grado de liberalización del sector.
- El poder de mercado de los agentes.
- La transparencia del mercado diario de energía eléctrica.
- La regulación establecida.

La constitución del mercado de derivados puede darse simultáneamente con el mercado diario de energía eléctrica o darse solamente cuando el mercado de energía eléctrica asociado tuviera ya algún grado de madurez.

¿Es importante crear un mercado de derivados financieros asociado al mercado de energía eléctrica?

¿Será posible cumplir las condiciones para el establecimiento de un mercado de derivados?

¿Qué otros factores contribuyen a un adecuado funcionamiento del mercado de derivados?

¿Debe ser creado simultáneamente con la creación del mercado ibérico o solamente cuando éste estuviera maduro?

La existencia de un mercado de derivados financieros trae innumerables ventajas en el funcionamiento del sector eléctrico en general:

- Permite asegurar el precio de entregas de electricidad en el futuro.
- Estabiliza los precios a través del arbitraje entre precios “spot” y precios futuros.
- Disminuye las barreras para la entrada de los agentes en el mercado de energía asociado, por permitir el acceso a mecanismos de cobertura del riesgo.
- Aumenta la liquidez del mercado.
- Contribuye a la garantía de suministro individual del consumidor, por permitir asegurar cantidades.
- Permite a productores cubrir los riesgos asociados a los costes de combustible, y otros costes de operación.
- La actuación simultánea en los dos mercados permite la combinación de productos físicos y financieros innovadores.

¿Las ventajas de la creación del mercado de derivados son suficientemente grandes para superar los costes de creación?

¿Existen inconvenientes en la existencia de estos mercados?

Los participantes en este mercado son usualmente:

- Productores de energía eléctrica.
- Brokers o traders que participan en nombre de clientes asumiendo o no posiciones firmes en el mercado.
- Consumidores de energía eléctrica.

¿Debería haber otros agentes que participen?

Los productos usualmente negociados en este mercado son los futuros, los forwards, contratos por diferencias y opciones.

Los futuros son productos estandarizados de compra y venta de una determinada cantidad de energía eléctrica a un determinado precio durante un determinado período de tiempo. Desde el momento de la transacción hasta el momento de la madurez del producto las ganancias o pérdidas son contabilizadas y procesadas diariamente.

Los forwards son productos semejantes a los futuros aunque la coincidencia de cuentas es hecha solamente en la fecha de madurez.

La estandarización de los productos facilita los cambios aumentando la liquidez e introduce transparencia en el proceso. Los productos son estandarizados tratándose de contratos de los siguientes tipos:

- Diarios, semanales o mensuales.
- Para suministro en base del diagrama de cargas o en horas punta.
- Con precios establecidos.

Los contratos por diferencias aseguran un determinado precio, siendo pagada o recibida la diferencia entre el precio que se forma en el mercado y el precio acordado en el contrato.

Las opciones pueden ser:

- Opción de compra – en la cual el vendedor se compromete a vender a un precio menor o igual al precio de ejercicio.
- Opción de venta – en la cual el vendedor sólo vende a un precio superior al precio de ejercicio.

Diversas combinaciones de opciones ofrecen diferentes tipos de cobertura de riesgo.

5.5 PROCEDIMIENTOS DE ACTUACIÓN EN EL MERCADO

En los puntos anteriores fueron descritas las posibles modalidades de relación comercial en el ámbito del Mercado Ibérico.

Cada una de las modalidades de relación comercial anteriormente referidas tendrá participantes y reglas de funcionamiento específicas. Para las diferentes modalidades de relación comercial será necesario establecer los requisitos de obtención del estatuto que permite la actuación de los agentes en el Mercado Ibérico.

***¿Cuáles son los requisitos a exigir a los agentes que pretendan participar en el Mercado Ibérico?
¿Cuáles son los matices asociados a cada una de las modalidades de relación comercial?***

Importará también definir cuáles son los instrumentos legales necesarios para que los diferentes participantes puedan participar en el Mercado Ibérico.

¿Cuáles son las precisiones a tener en cuenta en cada una de las modalidades de contratación? ¿Se exigirá la celebración de un contrato de adhesión al Mercado Ibérico para todas las modalidades de relación? ¿Los titulares de contratos bilaterales físicos deberán adherirse obligatoriamente al mercado?

Importa, igualmente, igualar la participación en el Mercado Ibérico de agentes de terceros países, particularmente de los restantes países con sistemas eléctricos interconectados con el sistema eléctrico de España.

¿Qué tipo de entidades externas puede participar en el futuro Mercado Ibérico? ¿Cuáles son los requisitos a cumplir por las entidades externas?

La presentación de ofertas en el ámbito de las diferentes modalidades de relación comercial deberá ser objeto de definición, incluyendo particularmente los siguientes aspectos:

¿Fechas límite y horarios a observar en la presentación de las ofertas?

¿Formato de las ofertas?

¿Medios de comunicación de las ofertas?

Deberá ser analizada la información que se facilite a los diferentes participantes en el Mercado Ibérico. Habrá información que deberá ser accesible al público en general y otra que deberá ser organizada y tratada de manera que "satisfaga" a sectores específicos de participantes en el mercado ibérico.

¿Cómo garantizar el equilibrio entre transparencia y confidencialidad que será necesario garantizar en relación a alguna información? ¿Cuáles son los medios adecuados de divulgación de la información? ¿Cuál es la periodicidad de divulgación y actualización de la información? ¿En qué condiciones pueden los participantes en el mercado acceder al sistema informático del operador de mercado?

Se considera también de gran importancia la definición de los procedimientos a seguir en caso de ocurrencia de situaciones excepcionales que impidan el normal funcionamiento del mercado.

¿Cuáles son las situaciones que pueden ser clasificadas de excepcionales? ¿Cuáles son las actuaciones que deben ser seguidas durante el transcurso de este tipo de situaciones? ¿Cuáles son las situaciones excepcionales que pueden justificar el pago de compensaciones financieras a los que intervienen en el mercado?

Se espera que vengan a actuar en el Mercado Ibérico un elevado número de agentes económicos. De las distintas relaciones comerciales surgirán inevitables conflictos de naturaleza comercial o de contrato. La existencia de mecanismos rápidos de resolución de conflictos constituirá un importante factor de cualificación del nuevo mercado ibérico de electricidad.

¿Cuáles son los mecanismos de resolución de conflictos que deberán ser considerados? ¿Solamente los tribunales judiciales deberán ser considerados competentes? O, ¿deberán ser considerados mecanismos extrajudiciales de conflictos, particularmente el arbitraje voluntario?

La implantación de un mercado y su funcionamiento implican costes significativos que deberán ser soportados por los diferentes participantes. Es importante encontrar metodologías adecuadas que permitan la definición correcta de los costes a soportar por cada uno que interviene en el mercado.

¿Quién deberá soportar los costes de funcionamiento del operador de mercado? ¿Cómo repartir los costes por las diferentes relaciones comerciales (“mercados”)? ¿Cuáles son los “drivers” de los costes del operador de mercado en cada una de sus vertientes?

5.6 RELACIÓN ENTRE OPERADORES DE SISTEMA Y OPERADOR DE MERCADO

Compete a los operadores de sistema de los dos países y al futuro operador de mercado, en los términos que vengán a ser acordados entre los reguladores de los dos países, gestionar el Mercado Ibérico. La forma en la cual se desempeña esta responsabilidad constituye uno de los factores decisivos de éxito del nuevo modelo organizativo.

Para garantizar inicialmente ese éxito, los reguladores deben asegurar, en el diseño de la organización, un conjunto de reglas que aseguren la independencia y delimiten claramente las fronteras de actuación de cada uno de los operadores, sin afectar a su interrelación. Esta tarea presenta dificultades adicionales en el sector eléctrico, donde es necesario mantener un equilibrio entre la complejidad técnica que lo caracteriza y la simplicidad de las reglas a establecer.

En un análisis general de la relación entre operadores, surgen dos cuestiones obligatorias:

¿Cuál debe ser el ámbito de actuación, las competencias y las obligaciones a atribuir al operador de mercado?

¿Cuál debe ser el ámbito de actuación, las competencias y las obligaciones a atribuir a los operadores de sistema?

En un análisis más detallado del problema, se puede afirmar que es necesario crear reglas específicas que puedan dar respuesta a determinadas dudas en lo que se refiere a las competencias de cada entidad a fin de convertir en eficaz y eficiente el funcionamiento del mercado ibérico, particularmente en el nivel de las ofertas de compra y venta de energía eléctrica y, eventualmente de servicios de sistema, elaboración de la programación y explotación del sistema en tiempo real.

¿Qué entidad debe recibir las ofertas de energía eléctrica?

¿Qué entidad debe recibir las ofertas de servicios de sistema?

¿Qué entidad debe ser responsable del procesamiento de esas ofertas?

Desde un punto de vista técnico, ¿a quién compete la verificación y validación de las ofertas?

¿Quién debe elaborar la programación de la explotación para los distintos horizontes temporales?

¿A quién compete la resolución de eventuales restricciones técnicas de redes o cualquier otras restricciones de carácter ambiental o de explotación?

No estando aún definido cual es la forma de organización del mercado, se debe considerar la hipótesis de transacción de energía y servicios bien a través de un mercado diario de ofertas o a través de contratos bilaterales físicos.

De este modo, es necesario analizar en general cuáles son los posibles modos de interdependencia entre estas dos formas de relación, definiendo cuales son las entidades competentes en ese campo de actuación.

¿Qué entidad debe ser informada sobre las cantidades de energía que se prevé negociar a través de CBF?

En caso de restricciones de capacidad en las redes, ¿a quién compete la resolución de congestiones, en lo que se refiere a la conjugación entre CBF y el mercado diario de ofertas?

Admitiendo la existencia de un mercado diario de ofertas, se deberán crear condiciones para las alteraciones no programadas en los programas de explotación. Una hipótesis es la solución utilizada ya en diversos mercados actualmente en funcionamiento, que pasa por la creación de un mercado intradiario.

¿Deberá el operador de mercado tener alguna actuación en el nivel de la explotación en tiempo real, particularmente a través del mercado intradiario, o deberá la gestión de éste ser de la competencia de los operadores de sistema?

¿Será posible una gestión conjunta del mercado intradiario, quedando la organización a cargo del operador de mercado y la movilización de los respectivos agentes a cargo de los operadores de sistema?

¿A quién deben los agentes de ofertas comunicar las alteraciones de sus programas y quién procesa estas modificaciones?

Existen también cuestiones relacionadas con competencias asociadas a los procedimientos resultantes del funcionamiento del mercado.

¿Qué entidad es responsable de las liquidaciones del mercado diario, intradiario y CBF?

¿Quién procesa las diferentes liquidaciones resultantes de los encuentros de ofertas y otros servicios asociados?

¿Quién responde ante las reclamaciones de los diferentes agentes que intervienen en el mercado?

¿Quién es el responsable de la relación directa con el regulador y quién responde ante éste?

La relación entre el operador de mercado y el operador de sistema es una de las piezas fundamentales para el éxito del mercado ibérico.

Entonces, se cuestiona qué grado de independencia debe existir entre estos dos operadores.

Por un lado, se pretende que el operador de mercado actúe con gran transparencia, lo que es fundamental para crear credibilidad en el mercado y dar confianza a los agentes. Una forma simple de garantizar esta transparencia es la constitución de un operador de mercado independiente en su estructura accionarial frente a los restantes operadores y agentes de mercado.

Por otro lado, se pretende que el operador de mercado mantenga una relación estrecha con el operador del sistema de forma que garantice el adecuado funcionamiento del sistema. La independencia accionarial puede no facilitar esta relación. Por el contrario, si el operador de mercado y los operadores de sistema tuviesen intereses comunes, su relación es claramente más fácil.

Es el balance correcto entre la independencia y la transparencia lo que interesa debatir.

¿Qué grado de independencia debe tener el operador de mercado en relación a los operadores de sistema?

¿Cuál es la estructura accionarial más adecuada para el operador de mercado?

5.7 DIVULGACIÓN DE INFORMACIÓN RELEVANTE PARA EL MERCADO

En los mercados de energía eléctrica con mayor madurez están disponibles productos físicos, asociados al efectivo suministro de energía eléctrica o otros servicios, y productos financieros derivados.

Para que se pueda realizar la transacción de productos físicos es necesaria una coordinación eficiente entre el operador de mercado y los operadores de sistema. Esta coordinación pasa, particularmente, por la divulgación de valores de capacidad de la red y por la verificación técnica de la viabilidad de las transacciones. Como tal, la información relevante para el mercado no es exclusivamente gestionada por el operador de mercado, pasando también por los operadores de sistema en función del tipo de información y del horizonte temporal en que es divulgada.

¿Cuáles son los requisitos a establecer de forma que aseguren un nivel de cooperación y coordinación adecuado entre operador de sistema y operador de mercado, en lo que se refiere a la divulgación de la información?

¿Cuál es el conjunto de información considerada relevante para el mercado?

¿Quién decide cuál es el conjunto de información relevante y susceptible de divulgación?

De ese conjunto, ¿cuál es la información relevante que debe ser especificada por cada uno de los operadores?

¿A quién compete la divulgación de información relevante para el mercado?

¿Cuál es el modo más eficaz de hacer llegar a los agentes de mercado la información necesaria para que puedan actuar en el mercado?

6 MERCADO MINORISTA

6.1 LA OBLIGACIÓN DE SUMINISTRO

La liberalización del sector eléctrico dará libertad a los consumidores a la hora de escoger su suministrador. A medida que todos los clientes vayan ejerciendo este derecho suyo y vayan adquiriendo directamente o a través de un comercializador energía en el mercado, irán dejando de pagar la tarifa integral de venta a clientes finales, pasando a pagar un precio por la energía, relacionado con el precio que se forma en el mercado, las tarifas de uso de las redes y de las restantes actividades reguladas.

En este período de transición, habrá, durante algún tiempo, clientes a los que les gustaría poder continuar siendo abastecidos como hasta el momento, por su suministrador habitual, con la garantía de suministro habitual y con la tarifa de venta a clientes finales habitual.

¿Debe ser previsto un período transitorio, durante el cual continua existiendo la posibilidad del cliente de escoger para ser abastecido por su suministrador habitual a la tarifa integral de venta a los clientes finales? ¿Durante cuánto tiempo?

Al exigir a todos los clientes que adquieran energía eléctrica en el mercado (directa o indirectamente), ¿deberá existir obligación de suministro? ¿A quién debe ser atribuida esta obligación?

¿Para estos suministros obligatorios debe ser prevista una tarifa regulada?

6.2 SISTEMA DE LIQUIDACIONES

Una de las principales funciones para operar en el mercado se refiere a la ejecución de sistemas que permitan, de forma rigurosa y transparente, proceder a la adquisición de los datos necesarios para la valoración de los recibos y pagos correspondientes a todos los que intervienen en el mercado, y también proceder a la liquidación de todas las transacciones efectuadas.

¿A qué entidad debe ser atribuida la responsabilidad de la recogida de los datos de contabilidad necesarios para la liquidación de las transacciones efectuadas?

El funcionamiento del sistema de liquidaciones obliga a la adquisición de una elevada cantidad de datos en cada período de liquidación, particularmente a través de la utilización de sistemas de medida que posibiliten el conocimiento de las cantidades de energía negociadas. Habrá, por eso, que compatibilizar los sistemas de medidas existentes e implantarlos en Portugal y España.

¿Cómo asegurar la compatibilidad de los sistemas de adquisición de medidas en los dos países? ¿Cuál es la arquitectura a adoptar para los sistemas de adquisición de datos? ¿Cuántos niveles de concentración y tratamiento de datos deberán ser considerados? ¿Cuáles son las características técnicas de los equipamientos de medida y sistemas de telecontabilidad?

En un futuro próximo, todos los clientes serán considerados elegibles. Su participación en el mercado, directamente o a través de sus suministradores de energía eléctrica, podrá implicar la necesidad de instalar equipos de medida más sofisticados, o, transitoriamente, obligar a que sean considerados perfiles de carga tipo ("load profiling") para diferentes tipos de consumidores.

¿Cómo asegurar la participación de los consumidores de Baja Tensión en el mercado? ¿Cómo vencer las dificultades colocadas por las características técnicas del parque de contadores actualmente instalados?

Para asegurar la total transparencia del mercado, los que intervienen en el mercado podrán acceder a toda la información relevante, principalmente la que pueda ser determinada en las liquidaciones de las transacciones.

¿Cuál es el nivel de información que debe ser asegurado a los diferentes tipos de participantes en el mercado? ¿Deben acceder directamente a los datos recogidos por los sistemas de adquisición de medidas los agentes que intervienen en el mercado? ¿Cuáles son los costes a soportar por los diferentes tipos de participantes en el mercado en relación a la adquisición, tratamiento y disponibilidad de datos?

El funcionamiento del mercado implica al operador de mercado riesgos financieros resultantes de las transacciones que en él son efectuadas. El riesgo está asociado a la posibilidad de falta de pago de las obligaciones resultantes de la participación en el mercado por parte de algunos que intervienen. El riesgo está igualmente asociado a la periodicidad de las liquidaciones y respectivos plazos de pago.

¿Cuál deberá ser la periodicidad de la facturación? ¿Cuáles deberán ser los plazos de liquidación?

¿Deberá ser facturada cada transacción individualmente? O, por el contrario, ¿deberá ser facturado el total "líquido" en el caso de que los participantes tengan simultáneamente posiciones compradoras y vendedoras?

Para asegurar la cobertura de los riesgos anteriormente referidos, el operador de mercado, al ser la entidad responsable de la liquidación de las transacciones, deberá hacer recurso de garantías financieras a exigir a los intervinientes.

¿Cuáles son las metodologías a adoptar en el cálculo de las garantías a prestar por los diferentes participantes en el mercado? ¿Cuáles son los medios de prestación de las garantías?

7 OPERACIÓN DEL SISTEMA

7.1 RELACIÓN ENTRE OPERADORES DE SISTEMA

Cada operador de sistema tendrá un ámbito de competencias específicas y bien definidas orientadas a la gestión técnica de los actuales sistemas eléctricos de su país. Sin embargo, para que esta forma de gestión conjunta sea posible, hay que definir, con un grado de detalle y matiz elevado, las reglas que ambos operadores deben respetar y en función de las cuales definir sus actuaciones.

¿Cómo se deben relacionar los operadores de sistema entre sí, particularmente en lo que respecta a la resolución de restricciones de congestiones o otras restricciones en las interconexiones internacionales?

¿Qué mecanismos se pueden aplicar a fin de alcanzar soluciones técnicas dentro de los horizontes temporales característicos a cada restricción?

En el futuro, ¿podrán estos dos operadores dar lugar solamente a un operador de sistema, o por el contrario, deberán crearse operadores con carácter zonal?

7.2 RESOLUCIÓN DE CONGESTIONES EN LAS REDES

La primera cuestión que surge, en lo que se refiere a la capacidad disponible en las redes para fines comerciales, es la de la previsión de la capacidad disponible en las interconexiones entre Portugal y España por los operadores de sistema. Esta cuestión gana complejidad con la liberalización de los sectores eléctricos portugués y español y la creación del mercado ibérico, siendo necesario establecer nuevas metodologías de determinación y cálculo de las capacidades disponibles en las interconexiones.

La definición de las capacidades está íntimamente ligada al concepto de interconexión entre Portugal y España. Con el establecimiento del mercado ibérico, se podrá considerar una red eléctrica ibérica única.

¿Cómo serán tratadas las interconexiones en el ámbito del mercado ibérico? ¿Serán tratadas como unas líneas más de una red ibérica o como líneas de interconexión entre dos redes?

¿Cuál será la metodología a utilizar por los operadores de sistema para la determinación de la capacidad de interconexión disponible para importación y exportación que puede ser utilizada libremente para fines comerciales?

¿Cuáles serán los mecanismos de reparto de la capacidad disponible de interconexión por los agentes interesados, a utilizar por los operadores de sistema?

La falta de capacidad en las redes para fines comerciales origina otra cuestión fundamental en la garantía de no discriminación, transparencia y eficiencia económica y técnica, en el establecimiento del mercado ibérico y la resolución de congestiones en las redes.

Existen diferentes métodos disponibles para la resolución de eventuales congestiones, destacando preferentemente los que se basan en mecanismos de mercado, una vez que son considerados los más transparentes y eficientes, principalmente las subastas, el “market splitting”, el “counter-trading” y el redespacho.

Las subastas pueden ser utilizadas para la resolución de congestiones, teniendo los agentes interesados en utilizar la línea o zona congestionada que colocar ofertas sobre la capacidad disponible. Las subastas pueden ser efectuadas en diferentes horizontes temporales, siendo preferidos para la disposición de capacidad los de medio o corto plazo, una vez que su ejecución en tiempo real es imposible debido a su complejidad. Para evitar que un agente adquiera un derecho de acceso en una subasta y no lo utilice, debe ser ejecutado el principio “use it or loose it” asociado a una segunda subasta, donde los participantes pueden vender derechos de acceso a las interconexiones previamente adquiridas, existiendo penalidades en el caso de no hacerlo.

El “market-splitting” es un método de resolución de congestiones que requiere la existencia de mercados eléctricos organizados en los dos lados de la línea congestionada, existiendo diferentes precios de cada lado de la congestión, precios estos que resultan de la casación de ofertas en los dos mercados con la restricción de tránsito limitado a la capacidad disponible. Este método es de difícil ejecución ya que exige la existencia de mercados en los dos lados, ya mencionado, igual que la coordinación entre ambos. Así que debido a su complejidad, a su ejecución imposible en tiempo real, debe ser aplicado para la resolución de congestiones a medio o corto plazo.

A través del método de gestión de congestiones, “counter-trading”, el acceso a la línea o zona congestionada se posibilita a todos los agentes interesados, teniendo el operador de sistema del área destino del tránsito que comprar, en la respectiva área, la energía que no puede transitar debido a la congestión. Este método exige gran independencia del operador de sistema y puede ser aplicado en cualquier horizonte temporal, siendo especialmente diseñado para la operación en tiempo real.

El redespacho es otro método de gestión de congestiones, a través del cual el operador de sistema altera la producción programada en una o más áreas, entre las que se produce la congestión, de manera que aumenta la capacidad disponible entre las mismas, pudiendo existir coordinación entre los operadores de sistema de las distintas áreas. Este método exige también gran independencia del operador de sistema y puede ser aplicado en cualquier horizonte temporal, siendo especialmente diseñado para la operación en tiempo real.

¿Qué mecanismo de gestión de congestiones deberá ser utilizado en el mercado ibérico?

¿Se utilizará una combinación de distintos mecanismos existentes para la resolución de las congestiones, ya que la gestión de los mismos debe ser hecha en distintos horizontes temporales?

¿Qué mecanismos de resolución de las congestiones debe ser utilizado en la interconexión entre la Península Ibérica y Francia?

Además de estos mecanismos de resolución de congestiones existen también medidas preventivas que pueden ser tomadas por los operadores de sistema de manera que aumenta la capacidad de las líneas, como son medidas operacionales (inversiones en elementos de las redes, por ejemplo FACTS) y de refuerzo de las interconexiones.

¿Qué incentivos podrán ser dados a los operadores de sistema, para que éstos dispongan al máximo de capacidad posible?

La correcta y precisa información a los agentes del mercado sobre las capacidades disponibles en las distintas líneas de la red eléctrica, es de extrema importancia para la promoción de la libre y justa competencia en el mercado ibérico.

¿Qué tipo de información necesitan los agentes de mercado sobre las capacidades disponibles en las redes, y con qué periodicidad ésta debe estar disponible?

¿Qué incentivos podrán ser aplicados a los operadores de sistema para que las capacidades disponibles que determinen no sean conservadoras?

En el caso de falta de capacidad en las redes, ¿qué entidad o entidades serán responsables?

7.3 PÉRDIDAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA

El tránsito de energía eléctrica de los generadores hacia los consumidores causa pérdidas de energía eléctrica en las redes de transporte y de distribución. El reparto de los costes o del valor físico de estas pérdidas entre los diferentes agentes que intervienen en el sector, esto es, los productores, los consumidores o ambos, debe ser definida a través de reglas claras y transparentes que traduzcan los costes provocados por cada uno de los agentes. Así, es necesario definir la parte de las pérdidas que compete a cada uno de los que intervienen en la transacción.

Para transmitir las señales económicas adecuadas a una utilización eficiente de las redes, a los productores y los consumidores se les pueden aplicar las tarifas con base a las pérdidas marginales de las redes, calculadas a partir de precios nodales o a través de tarifas explícitas, que reflejan los costes relativos a las pérdidas, eventualmente diferenciados por localización, por nivel de tensión y por período horario.

A efectos de determinación de las pérdidas o de tarifas que reflejan sus costes pueden ser fijados coeficientes nodales de pérdidas medias, o como alternativa pérdidas marginales escaladas, en cada nivel de tensión, para cada período horario, para cada red o para el mercado global. Los valores de pérdidas pueden ser pagados en especie o incorporados en las tarifas de usos de las redes a pagar por los

diferentes clientes. Sin embargo, el cliente podrá pagar solamente las pérdidas correspondientes al país de origen no teniendo lugar a la acumulación de pérdidas.

Otra metodología posible sería responsabilizar a las empresas propietarias de las redes de las pérdidas de energía eléctrica. Al efecto las pérdidas de energía eléctrica serían contratadas en el mercado por el operador de la red. Los costes de adquisición de energía eléctrica contratada por los clientes, independientemente de participar en el mercado, serían calculados teniendo como base la energía eléctrica medida en el punto de entrega. Los pagos de las pérdidas serían eventualmente hechos a través de la tarifa regulada de uso de las redes pero teniendo como base coeficientes de pérdidas estándar. En el caso contrario, las empresas no tendrían incentivos suficientes para invertir en la reducción de pérdidas una vez que los costes incurridos con las pérdidas de energía eléctrica serían pasados para el agente económico "siguiente".

Deben también ser ejecutados mecanismos que incentiven la inversión de las empresas propietarias de las redes para la reducción de pérdidas. En teoría, la inversión de las empresas en refuerzo de redes con el intento de reducir pérdidas se justifica en el momento en que el coste de esas inversiones sea inferior a la reducción del coste de adquisición de energía eléctrica a efecto de la disminución de pérdidas. La forma de regulación a la que estén sujetas las empresas de transporte y de distribución debe suministrar incentivos a la reducción de las pérdidas a través de la definición de los niveles tarifarios de las actividades de transporte y de distribución de energía eléctrica. De esta forma, las pérdidas pasarían a constituir un factor de riesgo adicional de la actividad de la empresa, a compensar por aumento de la rentabilidad base de la actividad, de acuerdo con el principio básico de mercado por lo cual una alteración del riesgo debe ser traducida en una alteración de las primas en el mismo sentido.

¿El incentivo a la reducción de pérdidas, en la forma de una prima o una penalidad, conforme a las pérdidas ya sean inferiores o superiores a un valor de referencia será una metodología adecuada?

En caso afirmativo, ¿cómo determinar el valor de referencia a fijar?

¿Qué mecanismos podrían ser creados en alternativa a los anteriormente descritos?

¿La definición de coeficientes de pérdidas por nivel de tensión y por período horario, es adecuada?

¿Deberán ser fijados coeficientes de pérdidas nodales?

¿La estructura de los coeficientes de pérdidas deberá ser orientada por pérdidas medias o por pérdidas marginales?

¿Deberán las pérdidas ser compensadas en especie por los clientes o ser recuperadas a través de una tarifa regulada? De manera alternativa, ¿deberá considerarse la introducción de un mercado de pérdidas?

8 OTRAS CUESTIONES

8.1 TARIFAS DE USO DE LAS REDES

En la propuesta del Consejo Europeo de Reguladores de Energía para el “comercio transfronterizo” es destacable que “un sistema de mercado único de energía económicamente eficiente y justo, es difícilmente compatible con la existencia de diferentes tarifas de conexión y uso de redes”.

En este sentido, sería deseable la armonización de los dos sistemas tarifarios en relación a la estructura de los costes a recuperar, a los respectivos niveles tarifarios, igual que a la estructura de las tarifas y de las variables tarifarias.

La no armonización de las tarifas de uso de redes y otros servicios tendrá como consecuencia la existencia de pagos diferenciados en los dos países sin que ello represente un subsidio cruzado entre los clientes portugueses y españoles ni constituya un obstáculo inicial a la creación del mercado ibérico.

¿Será necesario armonizar el sistema tarifario portugués y español para construirse el mercado ibérico? ¿Deberá esta armonización situarse al nivel de las tarifas de conexión y uso de redes?

Los cargos de uso de las redes deben reflejar los verdaderos costes de forma que garantice que el mercado sea eficiente, garantizando la igualdad de tratamiento para cualquier cliente, independientemente del nivel de tensión y de su modo de participación en el mercado. En este sentido, las variables de facturación deben ser las más adecuadas a la valoración de los costes efectivamente causados por el servicio suministrado a cada cliente. La estructura de las tarifas de uso de las redes deberá ser orientada por la estructura de los costes marginales o incrementales, suministrando a los clientes y a los suministradores de los diversos servicios las señales precio adecuadas, de modo que influya su comportamiento en el sentido de la máxima eficiencia. El reparto de los conceptos que cada término de las tarifas debe proporcionar, deberá ser definido, de manera que únicamente sean recuperados los beneficios permitidos en cada una de las actividades de transporte y de distribución.

Las reglas de aplicación deberán ser orientadas por una metodología clara y transparente que refleje la estructura de costes de servicios regulados por el que crece, a lo largo de la cadena de valor. Estas reglas deben tener en consideración las medidas suministradas por el conjunto de equipos de medida existentes, principalmente los instalados en la baja tensión, lo que puede obligar a que la facturación de algunos servicios regulados sea orientada por perfiles de carga tipo (“load profiling”).

¿La facturación de las tarifas de uso de las redes y de otros servicios regulados deberá tener por base la consideración de perfiles de carga tipo (“load profiling”)?

Las tarifas de uso de las redes y de otros servicios regulados deben ser aplicados en los distintos puntos de entrega o suministro de energía eléctrica, garantizándose la inexistencia de subsidios cruzados entre grupos

de clientes. La facturación del uso de las redes y de otros servicios regulados dependiente del nivel de tensión de entrega o suministro, podrá ser hecha de forma separada suministrando a los clientes toda la información. Como alternativa podrá ser hecha a través de una única tarifa que resulte de la suma de las diversas tarifas reguladas aplicables, convertidas en cada punto de entrega.

¿Las tarifas de uso de las redes deben ser aplicadas en el punto de entrega de forma separada? ¿O deben ser conjuntas en una única tarifa por acceso?

La forma más eficiente en términos económicos de recuperar los costes de las infraestructuras de redes se traduce en imputar esos cargos al consumo. No obstante, en el caso de que las asimetrías entre la localización de la producción y del consumo sean muy fuertes, debe considerarse la asignación de parte de los costes a la producción. En la propuesta del Consejo Europeo de Reguladores de Energía, se considera como límite para esa asignación el 25%.

¿Las tarifas de uso de redes deben ser imputadas únicamente a los consumidores? O, por otro lado, para considerar la localización de la producción, ¿se deben aplicar también a los productores?

Las tarifas de uso de las redes deben suministrar señales económicas tendentes a una eficiente localización de los usuarios de las redes. Estas señales económicas incentivarían una aproximación del consumo a la producción con costes variables inferiores, reduciéndose las pérdidas y las congestiones en las líneas de transporte, que provocan una diferencia nodal de los costes marginales de energía.

¿Las tarifas de uso de las redes deben transmitir señales de orientación del consumo teniendo en cuenta las pérdidas y las congestiones de las redes?

¿Deben las tarifas de uso de las redes ser ajustadas con las pérdidas a fin de transmitir esas señales?

¿La aplicación de las tarifas en cada país debe tener en cuenta las cantidades recibidas ajustadas por las pérdidas?

La existencia de un mercado único de energía presupone el acceso no discriminatorio de los agentes a ese mercado. Las congestiones de líneas de interconexión constituyen barreras a la transacción comercial entre los distintos agentes.

8.2 GESTIÓN GLOBAL DEL SISTEMA

En cada país existen costes asociados a la gestión global del sistema, particularmente: operador de sistema, operador de mercado, sistema de liquidaciones, servicios de sistema, entidad reguladora y costes resultantes de medidas de política energética, ambiental o de interés económico general; que deben ser pagados por todos los usuarios del sistema, independientemente de participar o no en el mercado.

¿Cómo deben ser recuperados estos costes? ¿A través de tarifas reguladas que permiten recuperar todos los costes de forma conjunta o cada uno de ellos individualmente?

¿Algunos de estos servicios deben ser sujetos a mecanismos de mercado?

8.3 ARMONIZACIÓN DE LOS INDICADORES DE CALIDAD DE SERVICIO

La liberalización del sector eléctrico y la introducción de regulación viene a evidenciar la importancia de la medición de los niveles de calidad del servicio prestado como forma para controlar y evaluar el impacto de las decisiones tomadas bien a nivel operacional bien a nivel de las inversiones en el sector.

Tratándose de un sector estratégico y fundamental en el desarrollo económico de los países, es importante establecer indicadores de la calidad de servicio que permitan influir en el desarrollo del sector y su supervisión, dando señales a las propias empresas y a los reguladores.

¿Deben los indicadores de calidad de servicio utilizados en ambos países ser armonizados?

¿Deben los niveles exigidos de calidad de servicio ser los mismos? ¿O existen diferencias estructurales que recomiendan un período de transición hasta ser posible la convergencia?

8.4 NORMALIZACIÓN DE CONTABILIDAD

La regulación, para ser simple y transparente, necesita de información de calidad. A lo largo de la cadena producción–consumo es necesaria información relativa a costes, activos e inversiones, convenientemente separada por actividad regulada, de forma que permita que no haya subsidios cruzados entre actividades reguladas y no reguladas y entre las actividades reguladas. Se pretende también garantizar que los precios que se forman en el mercado o que son periódicamente establecidos reflejan los verdaderos costes y también que cada cliente pague los costes que induce en el sistema.

Para garantizar esta transparencia y un conocimiento profundo y separado de los costes relacionados con cada actividad, es importante establecer algunas reglas de contabilidad de costes, principalmente de los costes de estructura, de los costes financieros y de otros de carácter transversal.

¿Deberá ser esta normalización de contabilidad extensible a todas las empresas que operan en el mercado ibérico?

8.5 SITUACIÓN DE LOS SISTEMAS AISLADOS DE PORTUGAL Y ESPAÑA

En España la uniformidad tarifaria es extensible a los territorios extrapeninsulares, siendo las compensaciones a los consumidores de los sistemas aislados pagadas por los consumidores de la península.

En Portugal existe solamente uniformidad tarifaria en el continente y la ERSE no regula las regiones autónomas de las Azores y de Madeira. Las tarifas eléctricas en las Azores y en Madeira son subsidiadas a través del presupuesto general del estado, siendo por lo tanto el contribuyente quien paga este subsidio.

Este tratamiento diferenciado de las tarifas entre Portugal y España puede introducir alguna distorsión en la competencia. Es importante pues establecer mecanismos que permitan cumplir los objetivos de ambos países sin causar distorsiones en el mercado ibérico. Los subsidios atribuidos a las islas deben ser claramente identificados, y pagados de forma que no causen impacto en el mercado, o sea los consumidores que pagan deben saber lo que pagan y porqué y los que reciben deben saber lo que reciben y de quien reciben.

¿Cuál es la mejor forma de tratar la cuestión de la uniformidad tarifaria en las islas?

¿Cómo garantizar mecanismos que no introducen distorsiones en el mercado?

¿Deben estos mecanismos ser armonizados, o pueden ser diferentes en los dos países?