

# **Mercado Ibérico de Electricidade**

Documento de Discussão

Dezembro 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](mailto:dre@cne.es)  
<http://www.cne.es>



**Entidade Reguladora do Sector Eléctrico**

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

1	Introdução.....	1
2	Critérios para a elaboração do modelo de organização do Mercado Ibérico.....	3
3	Aspectos estruturais do sector.....	4
3.1	Separação das actividades reguladas e não reguladas.....	4
3.2	Concentração empresarial no sector eléctrico.....	4
3.3	Pagamentos aos produtores de energia eléctrica.....	5
3.4	Produtores a partir de fontes de energia renováveis e co-geradores.....	5
4	Entidades intervenientes no Mercado Ibérico.....	7
5	Organização do mercado grossista.....	9
5.1	Modalidades de relacionamento comercial.....	9
5.1.1	Contratos bilaterais físicos.....	9
5.1.2	Mercado "spot" de energia eléctrica.....	10
5.2	Mercado de Serviços de Sistema.....	11
5.2.1	Balanço produção/consumo e necessidades de reserva.....	13
5.2.2	Tratamento de desvios.....	14
5.2.3	Outros Serviços.....	15
5.3	Garantia de abastecimento e interruptibilidade.....	15
5.4	Mercado de derivados financeiros.....	17
5.5	Procedimentos de actuação no mercado.....	19
5.6	Relacionamento entre operadores de sistema e operador de mercado.....	21
5.7	Divulgação de informação relevante para o mercado.....	23
6	Mercado retalhista.....	25
6.1	A obrigação de abastecimento.....	25
6.2	Acerto de contas.....	25
7	Operação do sistema.....	27
7.1	Relacionamento entre operadores de sistema.....	27
7.2	Resolução de congestionamentos nas redes.....	27

7.3	Perdas de energia eléctrica .....	29
8	Outras questões .....	31
8.1	Tarifas de uso das redes.....	31
8.2	Gestão global do sistema.....	32
8.3	Harmonização dos indicadores de qualidade de serviço .....	33
8.4	Normalização contabilística .....	33
8.5	Situação dos arquipélagos autónomos de Portugal e Espanha .....	34

## 1 INTRODUÇÃO

O protocolo de colaboração entre as administrações espanhola e portuguesa assinado a 14 de Novembro de 2001 estabelece que *“No dia 1 de Janeiro de 2003 entrará em funcionamento o Mercado Ibérico de Electricidade, garantindo a todos os agentes estabelecidos em ambos os países, o acesso ao Operador do Mercado Ibérico e às interligações com países terceiros, em condições de igualdade e liberdade de contratação bilateral.”*

A partir de 1 de Janeiro de 2003 a Península Ibérica passará assim a constituir um mercado integrado de electricidade, interagindo de forma homogénea com o restante espaço da União Europeia através das interligações entre a Espanha e a França. Trata-se de um passo importante para a realização do mercado interno de energia na União Europeia.

Do texto do protocolo acima citado infere-se igualmente que o Mercado Ibérico de Electricidade (abreviadamente, MIBEL) se irá desenvolver segundo dois eixos complementares:

- contratação bilateral livremente estabelecida entre agentes;
- contratação organizada através do Operador do Mercado Ibérico, nova entidade cujo “capital deverá ser aberto a empresas de ambos os países”.

Relativamente à organização do MIBEL, o Protocolo estabelece o seguinte:

«

1. *Até 31 de Março de 2002, as autoridades de regulação do sector eléctrico de Espanha e Portugal deverão apresentar um modelo de organização do Mercado Ibérico de Electricidade que tenha em conta os objectivos acima mencionados, a legislação comunitária aplicável, a experiência recente de funcionamento dos mercados eléctricos dos dois países e as boas práticas de regulação.*
2. *O modelo acima referido deverá permitir o desenvolvimento de um mercado concorrencial, fluido e eficaz, dotado dos necessários mecanismos de acompanhamento e controlo que garantam a satisfação das necessidades dos consumidores, a segurança de abastecimento no curto e no longo prazo e a plena compatibilidade com os objectivos de eficiência energética e fomento das energias renováveis em ambos os países.*
3. *Na elaboração do modelo de organização do Mercado Ibérico de Electricidade, as autoridades reguladoras deverão contar com a participação de associações de consumidores, produtores, distribuidores, comercializadores, operadores de sistema, operadores de mercado e demais partes interessadas no desenvolvimento do dito Mercado. »*

A Comisión Nacional de Energia (CNE) e a Entidade Reguladora do Sector Eléctrico (ERSE) regozijam-se com a iniciativa política de criação do MIBEL e tudo farão para que os objectivos e os prazos indicados possam ser cumpridos.

Nos termos do Protocolo, compete à CNE e à ERSE solicitar “a participação de associações de consumidores, produtores, distribuidores, comercializadores, operadores de sistema, operadores de mercado e demais partes interessadas no desenvolvimento” do MIBEL. É entendimento comum da CNE e da ERSE que o sucesso do MIBEL dependerá decisivamente do apoio e do grau de envolvimento que as entidades anteriormente referidas proporcionem em todas as fases do projecto, da concepção do mercado à sua implementação e ao seu futuro desenvolvimento e acompanhamento.

O objectivo deste documento de discussão é iniciar a consulta, recolhendo desde já sugestões e ideias que possam contribuir para a solidez, estabilidade e eficiência do MIBEL. Todas as sugestões recebidas serão publicadas, salvo indicação expressa em contrário, e oportunamente discutidas.

O presente documento está estruturado da seguinte forma:

- no capítulo 2 recordam-se os critérios a aplicar para a elaboração do modelo de organização do MIBEL;
- nos capítulos 3 a 7 introduzem-se várias questões agrupadas em torno, respectivamente, dos seguintes temas: estrutura do sector eléctrico, entidades intervenientes no mercado, organização do mercado grossista, organização do mercado retalhista e gestão técnica do sistema;
- no capítulo 8 apresentam-se algumas questões importantes a tratar no médio prazo.

As questões agora submetidas a discussão pública não são exaustivas, antes correspondendo a um núcleo inicial de preocupações fundamentais para permitir o arranque ordenado e a tempo do MIBEL. Conhecer as opiniões dos interessados sobre estes temas afigura-se essencial para a prossecução do trabalho acometido às entidades reguladoras. No entanto, serão igualmente bem-vindos outros elementos de reflexão e outras contribuições correspondendo a aspectos não incluídos no presente documento.

Espanha e Portugal acumularam experiências diversas e igualmente válidas de liberalização dos mercados eléctricos, tendo ambos antecipado as datas previstas para a aplicação da directiva 96/92/CE. Essas experiências constituem um útil património de saber-fazer e de reflexão que importa explorar conjuntamente.

A criação do MIBEL constitui uma excelente oportunidade para acelerar a liberalização e integração dos dois mercados, em linha com as conclusões do Conselho Europeu de Lisboa de 23 e 24 de Março de 2000, potenciando as anteriores experiências e promovendo a sua rápida convergência. Mas a criação de um novo mercado, ao qual estarão associadas novas regras, novos instrumentos e novas instituições, é também uma oportunidade para inovar, aproveitando a elaboração teórica e a experiência de outros países, nomeadamente no âmbito da União Europeia. A discussão pública que agora se inicia não pode ignorar as experiências recentes de Espanha e Portugal; mas não deve tão-pouco ficar prisioneira desse passado.

A CNE e a ERSE agradecem antecipadamente todos os comentários escritos que lhes forem enviados até 25 de Janeiro de 2002.

## **2 CRITÉRIOS PARA A ELABORAÇÃO DO MODELO DE ORGANIZAÇÃO DO MERCADO IBÉRICO**

O modelo de organização do MIBEL deve obedecer aos princípios estipulados no Protocolo de 14 de Novembro de 2001 e deve ser conforme à legislação comunitária aplicável. É sabido que a sua aplicação vai exigir alterações legislativas no ordenamento de ambos os países, cabendo às administrações respectivas proceder às necessárias modificações. A implementação do modelo de organização do MIBEL incumbe aos operadores de sistema de Espanha e Portugal (REE e REN, respectivamente), devendo os custos daí resultantes ser adequadamente partilhados.

A construção de um mercado eléctrico é um processo complexo que exige uma grande dose de pragmatismo e uma evolução gradual. Com efeito, não seria possível nem desejável modificar radicalmente a forma de organização dos sistemas eléctricos no prazo de um ano. O correcto funcionamento de um mercado grossista de electricidade à escala ibérica não implica a imediata harmonização de todos os aspectos relativos ao sector eléctrico; o processo de harmonização pode ser gradual e não necessita de ser completo. Importa por isso distinguir os aspectos absolutamente indispensáveis e críticos para o lançamento e arranque do MIBEL, separando-os das modificações que podem ser desenvolvidas a partir de 2003 com vista a uma maior integração.

O sector eléctrico caracteriza-se por um elevado grau de tecnicidade e complexidade. Importa que a sua regulação seja simples de forma a facilitar a compreensão de todos os agentes e flexibilizar a evolução das regras. A transparência é um elemento fundamental para a credibilidade do sistema.

No MIBEL irão coexistir actividades reguladas, em regime de monopólio, e actividades não reguladas, em regime de livre concorrência. Importa que a separação das actividades seja nítida e que os direitos e obrigações de cada um dos sujeitos que integram o mercado sejam claramente definidos.

O MIBEL deve ser compatível e deve estimular o desenvolvimento de energias renováveis e de mecanismos de gestão da procura tendentes a uma mais racional utilização da energia.

O funcionamento do mercado não é isento de riscos. Importa que o MIBEL seja dotado de mecanismos de supervisão, alarme e controlo que evitem riscos sistémicos e garantam, nomeadamente, níveis adequados de segurança de abastecimento.

### 3 ASPECTOS ESTRUTURAIS DO SECTOR

#### 3.1 SEPARAÇÃO DAS ACTIVIDADES REGULADAS E NÃO REGULADAS

A definição das actividades e dos direitos e obrigações de cada um dos sujeitos que fazem parte do sector é fundamental para o desenvolvimento do mercado.

A separação de actividades imposta legalmente em qualquer dos países permite desempenhar, dentro da mesma estrutura empresarial, actividades reguladas (transporte e distribuição) e liberalizadas (produção e comercialização). Esta integração vertical das empresas eléctricas dificulta, na prática, o desenvolvimento de actividades que deveriam ser desenvolvidas em regime de livre concorrência.

Importa estabelecer uma regulação clara para separar as diversas actividades, acompanhada da definição das barreiras internas necessárias para separar a gestão das actividades desenvolvidas na estrutura empresarial, em particular, as actividades desenvolvidas em regime de monopólio (transporte, distribuição e operação do sistema) das desenvolvidas em regime de concorrência (produção e comercialização).

***Considera o estado actual de separação das actividades desenvolvidas pelas empresas suficiente para o estabelecimento de um mercado eficiente e transparente?***

***Supondo recomendável uma maior separação das actividades por empresas, deverão ser impostas limitações às estruturas accionistas das empresas, impedindo accionistas maioritários em empresas de uma actividade de deterem interesses significativos em empresas de outras actividades?***

***Haverá interesse em separar as actividades de produção e de comercialização, por forma a permitir o desenvolvimento da actividade de comercialização de forma completamente independente das restantes actividades?***

***Que outras medidas, para além do desenvolvimento independente da actividade de comercialização, podem contribuir para melhorar a eficiência e a transparência do mercado?***

***Deverão ser impostos limites à contratação entre produção e comercialização de uma mesma empresa ou grupo empresarial?***

#### 3.2 CONCENTRAÇÃO EMPRESARIAL NO SECTOR ELÉCTRICO

O sector eléctrico em Portugal e Espanha caracteriza-se por um elevado nível de concentração, com cinco empresas verticalmente integradas, constituídas em grupos empresariais, a deter a grande maioria dos meios de produção, da rede de distribuição e do negócio da comercialização.



Esta situação constitui um factor de desencorajamento para o aparecimento de novos entrantes nas actividades liberalizadas (produção e comercialização), pois um novo comercializador terá um risco elevado de não conseguir obter energia eléctrica, tanto em termos de quantidade como de preço, para satisfazer os seus contratos e obter um lucro suficiente. O problema coloca-se de forma idêntica para um novo produtor.

***Considera o estado actual de concentração das empresas compatível com o estabelecimento de um mercado eficiente e transparente?***

***Supondo recomendável uma menor concentração das empresas, consideraria mais importante a redução de concentração na actividade de produção ou na actividade de comercialização?***

***Que outras medidas poderiam contribuir para melhorar a eficiência e a transparência do mercado?***

### **3.3 PAGAMENTOS AOS PRODUTORES DE ENERGIA ELÉCTRICA**

Em Portugal, os produtores de energia eléctrica pertencentes ao Sistema Eléctrico de Serviço Público (SEP) detêm contratos de longo prazo com a REN, para a venda em exclusivo de toda a energia eléctrica que produzem.

Em Espanha, desde a liberalização do sector e com a constituição do mercado de compra e venda de energia eléctrica, os produtores de energia eléctrica recebem os chamados “custos de transição para a concorrência” (CTC).

Para que o mercado ibérico de energia eléctrica funcione de forma transparente e não haja distorções é fundamental que os produtores façam as suas ofertas em igualdade de circunstâncias, ou seja, que eventuais compensações sejam de alguma forma harmonizadas.

Importa pois analisar de que forma devem ser revistas as condições contratuais nos dois países para permitir que as compensações cubram uma parte ou a totalidade dos custos sem causar distorções.

***Devem as compensações aos produtores ser harmonizadas?***

***De que forma podem ser revistas as condições contratuais actualmente em vigor?***

***Que condições podem vir a ser estabelecidas com o objectivo de recuperar custos sem causar distorções no mercado?***

### **3.4 PRODUTORES A PARTIR DE FONTES DE ENERGIA RENOVÁVEIS E CO-GERADORES**

A União Europeia tem mostrado um forte empenho no cumprimento dos compromissos assumidos com o protocolo de Kyoto, em matéria de redução das emissões poluentes. Nesse sentido, a maioria dos países da União Europeia reforçou os incentivos à produção a partir de fontes “limpas”, nomeadamente através de

programas de apoio aos produtores em mini-hídricas, a partir de outras fontes de energia renováveis e em instalações de co-geração a partir de gás natural. Em resultado, estes produtores têm vindo a instalar-se a um ritmo elevado, com tendência a aumentar, devendo a sua produção atingir uma quota de cerca de 50% no início da próxima década.

Devido ao peso cada vez mais significativo destes produtores no sector eléctrico, a sua participação no mercado apresentaria vantagens, ao aumentar o número de agentes participantes do lado da oferta e, consequentemente, o volume de negócios e a liquidez do mercado. No entanto, o actual regime de incentivos é proporcionado através de uma tarifa subsidiada que proporciona a estes produtores uma retribuição superior à concedida aos restantes, complementada pela obrigação das distribuidoras comprarem a energia que eles colocam na rede, sistema que não permite a sua integração de forma directa no mercado.

***Que alterações poderiam ser introduzidas no actual regime de incentivos aos produtores a partir de fontes “limpas” por forma a permitir a sua actuação no Mercado Ibérico de uma forma eficiente e transparente?***

#### 4 ENTIDADES INTERVENIENTES NO MERCADO IBÉRICO

As empresas proprietárias de centros electroprodutores de energia eléctrica são os agentes de mercado naturais do lado da oferta. No entanto, importa definir de que forma poderão actuar neste mercado.

***Qual o grau de discriminação com que os produtores de energia eléctrica a partir de centrais térmicas poderão fazer ofertas no mercado de energia eléctrica: por grupo, por central ou basta uma oferta pela globalidade sem discriminação da origem, desde que sejam do mesmo proprietário?***

***Qual o grau de discriminação com que os produtores de energia eléctrica a partir de centrais hidroeléctricas poderão fazer ofertas no mercado de energia eléctrica: por central ou basta uma oferta pela globalidade sem discriminação da origem, desde que sejam do mesmo proprietário, pertençam a uma mesma bacia hidrográfica e funcionem em cascata?***

***Os produtores de energia eléctrica a partir de instalações de co-geração e outros produtores em regime especial devem poder apresentar ofertas no mercado de energia eléctrica?***

Para além das empresas proprietárias de centros electroprodutores de energia eléctrica, importa definir que outros agentes podem intervir, do lado da oferta, no mercado ibérico de energia eléctrica:

- Agentes externos ao mercado ibérico;

***Quais os requisitos necessários para que entidades não instaladas na Península Ibérica possam transaccionar no mercado ibérico?***

- Comercializadores;

A introdução da figura de comercializador, com competências bem definidas, permite o desenvolvimento da liberalização e da competição no sector eléctrico, simplificando todo o processo de funcionamento dos produtores ou clientes no mercado e o relacionamento com o operador de mercado.

***Qual deve ser o âmbito de actuação, as competências e as obrigações a atribuir ao comercializador?***

***Que outros agentes do lado da oferta poderão actuar no mercado de energia eléctrica?***

Os clientes de energia eléctrica são agentes de mercado naturais do lado da procura.

***Quais os requisitos necessários para que os clientes possam adquirir energia eléctrica no mercado?***

As empresas de distribuição de energia eléctrica são, de igual modo, agentes de mercado do lado da procura. No entanto, importa definir de que forma poderão actuar neste mercado.

Para além dos agentes acima referidos, importa definir que outros agentes podem intervir, do lado da compra, no mercado ibérico de energia eléctrica:

- Comercializadores.
- Agentes externos ao mercado ibérico.

***Quais os requisitos necessários para que as empresas de distribuição, os comercializadores e os agentes externos possam adquirir energia eléctrica no mercado?***

***Que outros agentes do lado da compra poderão actuar no mercado de energia eléctrica?***

## 5 ORGANIZAÇÃO DO MERCADO GROSSISTA

### 5.1 MODALIDADES DE RELACIONAMENTO COMERCIAL

Existem diferentes formas de organização de um mercado de electricidade e serviços associados. De entre as mais utilizadas, destacam-se os contratos bilaterais físicos (CBF) e o mercado diário de energia eléctrica, também designado por “pool”.

Na constituição do mercado ibérico de electricidade, qualquer destas formas se reveste de extrema importância e é passível de ser implementada quer isoladamente quer através de uma interacção mútua.

Descreve-se de seguida cada um dos modos de relacionamento, incluindo-se também um conjunto de questões que pela sua importância e oportunidade se poderão revelar de extrema utilidade.

***De entre as formas possíveis de contratação que de seguida se descrevem, quais as que são fundamentais ao funcionamento do mercado ibérico?***

***Que formas de contratação podem ser implementadas mais tarde?***

***Que prioridade deve ser dada à implementação das diversas formas de contratação?***

#### 5.1.1 CONTRATOS BILATERAIS FÍSICOS

A celebração de contratos bilaterais físicos (CBF) é uma forma de relacionamento comercial bipartida no qual uma das partes se compromete a colocar na rede e a outra parte a receber a energia eléctrica contratada.

Estes contratos devem ser do conhecimento do operador de mercado e de sistema, entidades responsáveis pela verificação e validação técnica dos mesmos, bem como pelo relacionamento comercial com as partes envolvidas que diga directamente respeito ao restante mercado, segundo critérios transparentes, independentes e objectivos.

O eficaz funcionamento do mercado ibérico, à semelhança de qualquer mercado, está directamente relacionado com o número de agente de ofertas que actua neste mercado. Assim, importa criar medidas que aumentem o número de agentes.

Ao nível do relacionamento através de CBF é importante os agentes identificarem as oportunidades de negócio no mercado. Por conseguinte, o nível de implementação dos CBF depende da maximização da informação disponível aos agentes.

Uma vez que existem ainda diversas hipóteses de orientação quanto ao modo de implementar o futuro mercado ibérico, é aconselhável debater os temas anteriores, dos quais se destacam as seguintes questões:

***Será que os CBF são um instrumento adequado para fomentar a eficiência do mercado ibérico de energia eléctrica?***

***Será que os CBF permitem e incentivam o aumento do número de agentes no mercado?***

***Quem deve poder celebrar CBF?***

***Qual o nível de informação que se deve disponibilizar aos agentes?***

***Que nível de informação se deve disponibilizar aos Reguladores?***

***Devem ser estabelecidos limites ao estabelecimento de contratos verticalmente integrados dentro de uma empresa?***

#### 5.1.2 MERCADO "SPOT" DE ENERGIA ELÉCTRICA

O mercado "spot" de energia eléctrica corresponde a uma forma de organização em que existe uma plataforma central na qual são agregadas ofertas quer para compra que para venda de energia eléctrica, sendo realizado um encontro de ofertas para cada período de tempo pré-definido.

As ofertas são apresentadas pelos diversos agentes de ofertas e podem ser do tipo simples, dizendo apenas respeito a quantidades e preços de energia para cada período de encontro de ofertas, ou complexas, englobando adicionalmente outra informação acerca de limitações técnicas ou desagregação de preços e quantidades por períodos de tempos. Podem ainda classificar-se as ofertas de firmes, quando não podem ser alteradas após a hora de fecho do mercado, ou por outro lado, poderão ser alteradas posteriormente quando algum pressuposto que serviu de base às ofertas deixe de ser válido.

Para além das ofertas de compra e de venda de energia eléctrica, podem existir também ofertas de capacidade, ou seja, ofertas que dizem respeito à capacidade disponível num determinado período de tempo. Este tipo de ofertas não sendo muito utilizado, pode revelar-se útil por razões de segurança de abastecimento para os agentes de oferta que adquirem energia.

O mercado pode funcionar numa base semanal, diária ou intradiária, sendo que as duas últimas periodizações são as mais utilizadas.

O mercado "spot" pode ter carácter obrigatório. Neste caso, todos os agentes de ofertas são obrigados, por lei, a efectuar ofertas de compra de energia eléctrica ao mercado para adquirir as suas necessidades de energia eléctrica. Numa segunda fase, os agentes que não conseguiram adquirir as suas necessidades por completo podem adquirir a energia em falta através de CBF, ou através de mercados secundários.

O mercado “spot” pode ter carácter voluntário. Neste caso, os agentes são livres de negociar as suas necessidades de energia eléctrica através de CBF e apenas efectuam ofertas ao mercado relativamente a excedentes de energia ou para adquirir energia em condições económicas mais favoráveis.

Previamente à implementação do novo mercado ibérico, importa reflectir sobre que tipo de mercado deve existir, e sobre o modo como este deve funcionar, designadamente ao nível da articulação com os agentes de ofertas, da responsabilidade directa do operador de mercado, e da articulação com outras formas de organização do mercado, CBF.

Alguns temas e respectivas questões impõem-se:

***Será o “mercado spot” o instrumento adequado à implementação do futuro mercado ibérico?***

***O mercado deve ser obrigatório ou será preferível um funcionamento em regime voluntário?***

***Deve o mercado diário ser obrigatório e os restantes mercados (intradário, serviços de sistema) voluntários?***

***Qual o preço a pagar pela energia vendida através do mercado: valor de cada oferta de venda contratada ou valor da oferta de venda mais cara contratada?***

***Com que base temporal deverá fechar o mercado?***

***Deverá existir um mercado secundário intradiário?***

***Que tipo de ofertas deverão existir, simples e/ou complexas?***

***Que tipo de ofertas complexas são necessárias e o que justifica a sua existência?***

***As ofertas apresentadas devem ser consideradas firmes, ou podem ser alteradas depois da hora de fecho do mercado?***

***Que lições se podem retirar das experiências internacionais de mercados diários de energia eléctrica?***

## **5.2 MERCADO DE SERVIÇOS DE SISTEMA**

Para que seja possível operar o sistema eléctrico com adequados níveis de segurança e estabilidade, e para que se atinjam valores aceitáveis de qualidade de serviço no fornecimento de energia eléctrica, é necessário considerar certos serviços complementares ao fornecimento de energia eléctrica, designados por serviços de sistema.

Os serviços de sistema dizem respeito à regulação de frequência e de tensão. Associados a estes serviços surge a telerregulação, funcionamentos em estados de reserva, girante ou estática, arranque autónomo e telearranque e compensação de reactiva síncrona ou estática.

A maioria dos serviços de sistema podem ser fornecidos essencialmente por produtores ou agentes de ofertas com meios de produção. Existem depois outros serviços que podem ser fornecidos também por outros agentes, tais como os operadores das redes e instalações consumidoras.

O fornecimento de serviços de sistema pode estar associado a mecanismos de mercado ou pode ser administrado centralmente por uma entidade através da contratação desses serviços. Pode ainda optar-se por uma gestão regional, uma vez que alguns serviços de sistema têm essencialmente um carácter local, como é o caso do fornecimento de energia reactiva.

Tal como para o mercado de energia eléctrica, também para os serviços de sistema é necessário reflectir sobre que orientação tomar no que diz respeito à implementação do mercado ibérico. Segue-se um conjunto de questões que se julga de útil discussão.

***O que se considera serviço de sistema? Que serviços estão incluídos neste mercado?***

***Será que a introdução de um mercado de serviços de sistema será benéfica para a eficiência de um mercado ibérico de electricidade ou, pelo contrário, o fornecimento de serviços de sistema deverá ser objecto de uma gestão e planeamento centralizados num ou mais operadores de sistema ao nível da península ibérica?***

***Que entidade deve quantificar as necessidades de serviços de sistema? Devem ser elaborados planos regionais?***

***Quais os serviços de sistema cujo fornecimento deve ser de carácter obrigatório e quais devem ser voluntários?***

***Que serviços de sistema são passíveis de ser adquiridos através de mecanismos de mercado?***

***Quais os mecanismos de mercado para o serviço de controle de tensão?***

***Como valorizar os serviços de sistema? Pelo valor do investimento necessário ou pelo valor do serviço que fornecem?***

***Será que por motivos de segurança da exploração é preferível optar por contratos para o fornecimento de serviços de sistema?***

***Como reflectir nos consumidores o custo do fornecimento de serviços de sistema, numa lógica de mercado?***



***Como dar a eventuais investidores sinais económicos para uma correcta localização das suas instalações fornecedoras de serviços de sistema?***

***De que forma os serviços de sistema podem ser oferecidos pelo lado da procura?***

#### 5.2.1 BALANÇO PRODUÇÃO/CONSUMO E NECESSIDADES DE RESERVA

A exploração do sistema eléctrico em tempo real tem como base previsões de consumo e programas de produção para a satisfação dos consumos previstos. Dado que o consumo de energia eléctrica verificado não coincide com as previsões, torna-se necessário, ao longo do dia, ir adaptando o programa de produção ao consumo verificado. As alterações do programa de produção resultantes dessa adaptação correspondem ao fornecimento do serviço de regulação.

Este serviço de regulação pode consistir numa entidade central, designadamente o operador de sistema, a qual é responsável pela gestão das situações de desequilíbrios entre a produção e o consumo. Para tal, esta entidade pode mobilizar um conjunto de centrais criteriosamente escolhido, para dispor de uma margem de reserva previamente definida que pode colocar na rede num curto espaço de tempo, ou pode optar por contratar esta margem de reserva de acordo com propostas apresentadas num mercado criado especificamente para esse efeito.

Assim, importa antes de mais, decidir como deve ser operado o sistema eléctrico ibérico, uma vez que este pode ser organizado de um modo bipartido em que cada um dos países constitui uma área de controlo, ou pode estar organizado de modo distinto com um controlador central e diversas áreas secundárias correspondendo a diferentes regiões electricamente dependentes.

Estes temas merecem uma análise detalhada que possa dar resposta a algumas das seguintes questões:

***Como organizar o sistema eléctrico ibérico no que respeita a áreas de controlo?***

***Deverá ser criado um mercado de desequilíbrios? O mercado dever ser global ou zonal?***

***Quem deve ser responsável pela gestão de um eventual mercado ou pela gestão centralizada?***

***Que entidades podem contribuir para a resolução de desequilíbrios?***

***Qual a margem de reserva necessária?***

***Como valorizar a energia fornecida: pelo valor do investimento necessário ou pelo valor do serviço?***

***Que incentivos prever para prevenir a falha do fornecimento deste serviço?***

## 5.2.2 TRATAMENTO DE DESVIOS

A nível físico, a criação do conceito de desvio ao programa de contratação é justificada pela necessidade de imputar os custos do fornecimento do serviço de regulação, i.e., do acompanhamento do consumo de energia eléctrica pela produção.

Os desvios podem ser distribuídos por duas classes principais: desvios por excesso, quando a produção é superior ou o consumo é inferior ao programado, ou desvios por defeito, quando ocorre o inverso.

Comercialmente, os desvios podem ter tratamentos diferenciados, consoante sejam imputados ao contrato de energia, quer por CBF quer directamente no mercado “spot”, ou no caso de serem imputados a cada agente de ofertas numa óptica de saldo global.

No primeiro caso, valorizam-se os desvios de acordo com a diferença entre a situação real e o estipulado em cada contrato celebrado por um ou mais agentes de ofertas. Cada agente de ofertas com mais do que um contrato celebrado poderá incorrer em desvios por excesso no que diz respeito a um contrato e em desvios por defeito no que diga respeito a outros contratos, mesmo que o saldo físico dos desvios seja nulo.

No segundo caso, os desvios são valorizados agregadamente por cada agente de ofertas, independentemente dos desvios verificados em cada um dos seus contratos individuais, CBF e mercado spot.

Ambos os modos de tratamento dos desvios são possíveis de ser implementados, com as consequentes vantagens e desvantagens que cada um acarreta. Importa portanto reflectir e analisar cada uma das situações de modo a dar a melhor resposta possível, ou seja aquela que torne mais eficaz e eficiente o funcionamento do mercado ibérico.

***Os desvios devem ser tratados de modo individual ou de modo agregado?***

***Devem-se atribuir os desvios a cada contrato de energia ou a cada agente de ofertas?***

***Como valorizar os desvios por forma a incentivar a eficiência e equidade entre o relacionamento comercial dos vários agentes de ofertas?***

***A valorização dos desvios deve ser feita a priori com base em estimativas ou deve ser feita a posteriori baseada em critérios de repartição de custos?***

A apresentação da programação dos consumos por parte dos agentes de ofertas deve ser efectuada com uma antecedência suficiente que permita ao operador de sistema e operador de mercado gerir, coordenadamente, o sistema eléctrico.

O prazo limite para apresentação dos programas e eventuais alterações está directamente relacionado com o nível de desvios obtidos, especialmente no que diz respeito aos programas para os fins de semana e dias feriados.

Para promover a eficiência do mercado, será útil que se criem regras bem estruturadas e planeadas que levem à minimização do volume de desvios através de uma aproximação por parte dos agentes das suas previsões de consumo e o consumo real.

***Qual a importância da possibilidade de modificar com menor antecedência o programa de contratação, reduzindo assim a probabilidade de ocorrência de desvios?***

***De que forma se pode incentivar os agentes de ofertas a preverem os seus programas de energia eléctrica com o menor erro possível?***

### 5.2.3 OUTROS SERVIÇOS

Com o fim de se controlar a variação de frequência o mais rapidamente possível, o deslastre de cargas frequencimétrico é realizado automaticamente a partir do momento em que se atinge um limiar de frequência pré-definido.

Poderão ser equacionadas alternativas para o controlo de frequência e garantia da segurança do sistema, designadamente através de mecanismos de mercado.

***Será desejável a criação de um mercado em que cada cliente ou produtor estabelece um valor económico para a carga que se propõe desligar, estabelecendo-se uma ordem de mérito?***

## 5.3 GARANTIA DE ABASTECIMENTO E INTERRUPTIBILIDADE

A implementação de um mercado ibérico de electricidade constitui por si só um benefício económico em termos de garantia de abastecimento. As mais valias geradas pela integração dos dois mercados são limitadas pela capacidade de interligação.

A garantia de abastecimento é susceptível de ser integrada no enquadramento regulatório do mercado de diversas formas. Pode ser considerada como um pagamento associado a todo o tipo de fornecimentos, impondo que toda a energia seja garantida. Nestes casos pode ser permitido que alguns clientes tenham acesso a contratos de interruptibilidade. Em alternativa, a garantia de abastecimento pode ser considerada como uma característica do fornecimento que o cliente pode ou não estar disposto a pagar.

É possível que o enquadramento dado à garantia de abastecimento seja diferenciado consoante as características dos clientes e a sua forma de participação no mercado, salvaguardando-se sempre a equidade de tratamento entre os clientes e entre os sistemas. Ou seja, se se permite que um cliente participante no mercado tenha opção de escolha na contratação de garantia de abastecimento, ao cliente não participante no mercado deve ser oferecido em opção uma tarifa interruptível, sendo o inverso igualmente verdadeiro.

A garantia de abastecimento poderá ser valorizada através de um mercado de garantia de abastecimento, ou em alternativa ser internalizada no preço de encontro do mercado de energia, tendo como resultado a possibilidade de ocorrência de preços muito elevados em ocasiões de forte desequilíbrio entre a oferta e a procura.

A valorização da garantia de abastecimento poderá também ser feita através de uma tarifa regulada que deve ter em conta os custos marginais de capacidade, os quais num sistema optimizado são limitados pelos custos de capacidade das centrais com turbinas a gás de ciclo simples. A estrutura desta tarifa poderá ser do tipo binómio, com um termo de potência e um termo de energia activa, nas horas de maior intensidade da procura, ou seja, horas de ponta e eventualmente cheias, valorizados considerando os encargos fixos das turbinas a gás de ciclo simples.

As regras de afectação dos custos relativos à garantia de abastecimento pelos diversos clientes ligados nos vários níveis de tensão e com estruturas de medida diferentes, devem ser estabelecidas de forma clara, transparente e reflectindo os custos, garantindo-se a inexistência de subsídias cruzadas e fomentando-se a eficiência na utilização deste recurso escasso. Princípios idênticos devem ser seguidos na remuneração dos centros electroprodutores pela prestação da garantia de abastecimento.

A existência de contratos de interruptibilidade permitindo o diferimento temporal da expansão do sistema electroprodutor em meios de produção de ponta, nomeadamente turbinas a gás de ciclo simples, pode constituir uma alternativa interessante à prestação da garantia de abastecimento. A interruptibilidade também pode ser justificada pela ocorrência de situações excepcionais. Os clientes que adiram a um regime de interruptibilidade aceitam reduzir o seu consumo, segundo as condições estabelecidas nos contratos de interruptibilidade, possibilitando a garantia de abastecimento dos restantes clientes e obtendo como contrapartida preços mais baixos. Importa referir que as interrupções associadas ao regime de interruptibilidade são totalmente independentes das interrupções de fornecimento atribuíveis a falhas nas redes de transporte e distribuição.

A forma de valorização da interruptibilidade deve ter como referência os custos evitados no sistema. Na realidade, atendendo a que possibilita a substituição de turbinas a gás de ciclo simples, poderá por este motivo ser valorizada através dos encargos fixos deste tipo de centrais. Os preços a conceder a clientes que aceitem um contrato de interruptibilidade dependerão das modalidades contratuais quanto a pré-avisos, frequência e duração de interrupções.

O regime de interruptibilidade e a forma de valorização da garantia de abastecimento devem ser abordados de forma coerente e reflectindo os custos dos vários tipos de fornecimentos contratados, evitando-se subsídias cruzadas entre grupos de clientes e transmitindo-se os sinais preço indutores de eficiência económica.

***Deve existir também um mercado de capacidade ou só se deve transaccionar a energia eléctrica?***

***Como se conjugam as ofertas do mercado diário de energia com as do mercado de capacidade?***

***Como poderá ser valorizada a garantia de abastecimento? Através de mecanismos de mercado ou de fórmulas regulatórias?***

***Deverá toda a energia fornecida aos clientes participantes no mercado ser garantida? Ou poderão optar entre energia garantida e não garantida mediante pagamentos diferenciados? E os clientes não participantes no mercado?***

***Quais as formas de valorização de interruptibilidade a considerar de modo a proporcionar equidade de tratamento entre clientes, independentemente da sua forma de participação no mercado, e de modo a manter a coerência com a metodologia de valorização da garantia de abastecimento?***

***Que regimes de interruptibilidade, e que modalidades contratuais, devem ser disponibilizados aos clientes não participantes no mercado?***

#### **5.4 MERCADO DE DERIVADOS FINANCEIROS**

Associado a um mercado de energia funcionam frequentemente mercados de produtos financeiros derivados. São instrumentos financeiros criados com base nas transações do mercado diário de energia eléctrica com o objectivo de gerir o risco associado à volatilidade dos preços que se formam no mercado diário. Trata-se fundamentalmente de instrumentos de cobertura de risco que podem ser contratados bilateralmente ou serem transaccionados num mercado organizado.

Para que um mercado organizado de produtos financeiros derivados, associado a um mercado de energia eléctrica, seja eficiente, devem poder ser cumpridas as seguintes condições prévias:

- O mercado de energia eléctrica associado deve também ele ser eficiente.
- Devem-se criar produtos standardizados.
- Deve existir um elevado número de agentes a operar no mercado
- O mercado deve ter liquidez e transaccionabilidade.
- Deve haver transparência na formação dos preços.

Há ainda factores que contribuem para o sucesso de um mercado de derivados. De entre eles:

- O grau de liberalização do sector.
- O poder de mercado dos agentes.
- A transparência do mercado diário de energia eléctrica.
- A regulação instituída.

A constituição do mercado de derivados pode ser em simultâneo com o mercado diário de energia eléctrica ou dar-se apenas quando o mercado de energia eléctrica associado tiver já algum grau de maturidade.

***É importante criar um mercado de derivados financeiros associado ao mercado de energia eléctrica?***

***Será possível cumprir as condições para o estabelecimento de um mercado de derivados?***

***Que outros factores contribuem para um adequado funcionamento do mercado de derivados?***

***Deve ser criado em simultâneo com a criação do mercado ibérico ou apenas quando este estiver maduro?***

A existência de um mercado de derivados financeiros traz inúmeras vantagens ao funcionamento do sector eléctrico em geral:

- Permite assegurar o preço de entregas de electricidade no futuro.
- Estabiliza os preços através da arbitragem entre preços “spot” e preços futuros.
- Diminui as barreiras à entrada dos agentes no mercado de energia associado, por permitir o acesso a mecanismos de cobertura do risco.
- Aumenta a liquidez do mercado.
- Contribui para a garantia de abastecimento individual do consumidor, por permitir assegurar quantidades.
- Permite a produtores cobrirem os riscos associados a custos com combustível, e outros custos de operação.
- A actuação em simultâneo nos dois mercados permite a combinação de produtos físicos e financeiros inovadores.

***As vantagens da criação do mercado de derivados são suficientemente grandes para superar os custos de criação?***

***Existem inconvenientes na existência destes mercados?***

Os participantes neste mercado são usualmente:

- Produtores de energia eléctrica.
- Brokers ou traders que participam em nome de clientes assumindo ou não posições firmes no mercado.
- Consumidores de energia eléctrica.

***Deverá haver outros intervenientes?***

Os produtos usualmente trocados neste mercado são os futuros, os forwards, contratos por diferenças e opções.

Os futuros são produtos standardizados de compra e venda de uma determinada quantidade de energia eléctrica a um determinado preço durante um determinado período de tempo. Desde o momento da transacção até ao momento da maturidade do produto os ganhos ou perdas são contabilizados e processados diariamente.

Os forwards são produtos semelhantes aos futuros mas em que o acerto de contas é feito apenas na data de maturidade.

A standardização dos produtos facilita as trocas aumentando a liquidez e introduz transparência no processo. Os produtos são standardizados podendo tratar-se de contratos dos seguintes tipo:

- Diários, semanais ou mensais.
- Para abastecimento na base do diagrama de cargas ou em horas de ponta.
- Com preços estabelecidos.

Os contratos por diferenças asseguram um determinado preço, sendo paga ou recebida a diferença entre o preço que se forma no mercado e o preço acordado no contrato.

As opções podem ser:

- Opção de compra – na qual o vendedor se compromete a vender a um preço menor ou igual ao preço de exercício.
- Opção de venda – na qual o vendedor só vende a um preço superior ao preço de exercício.

Diversas combinações de opções oferecem diferentes tipos de cobertura de risco.

## **5.5 PROCEDIMENTOS DE ACTUAÇÃO NO MERCADO**

Nos pontos anteriores foram descritas as possíveis modalidades de relacionamento comercial no âmbito do Mercado Ibérico.

Cada uma das modalidades de relacionamento comercial anteriormente referidas terá participantes e regras de funcionamento específicas. Para as diferentes modalidades de relacionamento comercial será necessário estabelecer os requisitos de obtenção do estatuto que permite a actuação dos agentes no Mercado Ibérico.

***Quais os requisitos a observar pelos agentes que pretendam participar no Mercado Ibérico? Quais as especificidades associadas a cada uma das modalidades de relacionamento comercial?***

Importará ainda definir quais os instrumentos legais necessários para que os diferentes participantes possam participar no Mercado Ibérico.

***Quais as especificidades a ter em conta em cada uma das modalidades de relacionamento? Será de exigir a celebração de um contrato de adesão ao Mercado Ibérico para todas as modalidades de relacionamento? Os titulares de contratos bilaterais físicos deverão aderir obrigatoriamente ao mercado?***

Importa, igualmente, equacionar a participação no Mercado Ibérico de agentes de países terceiros, designadamente dos restantes países com sistemas eléctricos interligados com o sistema eléctrico de Espanha.

***Que tipo de entidades externas pode participar no futuro Mercado Ibérico? Quais os requisitos a observar pelas entidades externas?***

***A apresentação de ofertas no âmbito das diferentes modalidades de relacionamento comercial deverá ser objecto de definição, incluindo designadamente os seguintes aspectos:***

***Datas-limite e horários a observar na apresentação das ofertas?***

***Formato das ofertas?***

***Meios de comunicação das ofertas?***

Deverá ser analisada a informação a disponibilizar aos diferentes intervenientes no Mercado Ibérico. Haverá informação que deverá estar acessível ao público em geral e outra que deverá ser organizada e tratada por forma a “satisfazer” segmentos específicos de intervenientes no mercado ibérico.

***Como garantir o equilíbrio entre transparência e a confidencialidade que será necessário garantir relativamente a alguma da informação? Quais os meios adequados de divulgação da informação? Qual a periodicidade de divulgação e actualização da informação? Em que condições podem os participantes no mercado aceder ao sistema informático do operador de mercado?***

Reveste-se ainda de grande importância a definição dos procedimentos a seguir em caso de ocorrência de situações excepcionais que impeçam o normal funcionamento do mercado.

***Quais as situações que podem ser classificadas de excepcionais? Quais as actuações que devem ser seguidas durante a ocorrência deste tipo de situações? Quais as situações excepcionais que podem justificar o pagamento de compensações financeiras aos intervenientes no mercado?***

Espera-se que venham a actuar no Mercado Ibérico um elevado número de agentes económicos. Dos vários relacionamentos comerciais emergirão inevitáveis conflitos de natureza comercial ou contratual. A existência de mecanismos rápidos de resolução de conflitos constituirá um importante factor de qualificação do novo mercado ibérico de electricidade.



***Quais os mecanismos de resolução de conflitos que deverão ser considerados? Somente os tribunais judiciais deverão ser considerados competentes? Ou, deverão ser considerados mecanismos extrajudiciais de conflitos, designadamente a arbitragem voluntária?***

A implantação de um mercado e o seu funcionamento implicam custos significativos que deverão ser suportados pelos diferentes intervenientes. Importará encontrar metodologias adequadas que permitam a definição correcta dos custos a suportar por cada interveniente no mercado.

***Quem deverá suportar os custos de funcionamento do operador de mercado? Como repartir os custos pelos diferentes relacionamentos comerciais (“mercados”)? Quais os “drivers” dos custos do operador de mercado em cada uma das suas vertentes?***

## **5.6 RELACIONAMENTO ENTRE OPERADORES DE SISTEMA E OPERADOR DE MERCADO**

Compete aos operadores de sistema dos dois países e ao futuro operador de mercado, nos termos que venham a ser acordados entre os reguladores dos dois países, operacionalizar o Mercado Ibérico. A forma como esta responsabilidade for desempenhada constitui um dos factores críticos de sucesso do novo modelo organizativo.

Para garantir à partida esse sucesso, os reguladores devem assegurar, no desenho da organização, um conjunto de regras que assegurem a independência e delimitem claramente as fronteiras de actuação de cada um deles, sem afectar o seu inter-relacionamento. Esta tarefa apresenta dificuldades adicionais no sector eléctrico, onde se torna necessário manter um equilíbrio delicado entre a complexidade técnica que o caracteriza e a simplicidade das regras a estabelecer.

Numa abordagem geral ao relacionamento entre operadores, surgem duas questões obrigatórias:

***Qual deve ser o âmbito de actuação, as competências e as obrigações a atribuir ao operador de mercado?***

***Qual deve ser o âmbito de actuação, as competências e as obrigações a atribuir aos operadores de sistema?***

Numa abordagem mais detalhada do problema, pode-se afirmar que é necessário criar regras específicas que possam dar resposta a determinadas dúvidas no que diz respeito às competências de cada entidade a fim de tornar eficaz e eficiente o funcionamento do mercado ibérico, designadamente ao nível das ofertas de compra e venda de energia eléctrica e, eventualmente de serviços de sistema, elaboração da programação e exploração do sistema em tempo real.

***Que entidade deve receber as ofertas de energia eléctrica?***

***Que entidade deve receber as ofertas de serviços de sistema?***

***Que entidade deve ser responsável pelo processamento dessas ofertas?***

***De um ponto de vista técnico, a quem compete a verificação e validação das ofertas?***

***Quem deve elaborar a programação da exploração para os vários horizontes temporais?***

***A quem cabe a resolução de eventuais restrições técnicas de redes ou outras quaisquer restrições de carácter ambiental ou de exploração?***

Não estando ainda definido qual a forma de organização do mercado, deve considerar-se a hipótese de transação de energia e serviços quer através de um mercado diário de ofertas ou através de contratos bilaterais físicos.

Deste modo, é necessário analisar atempadamente quais os possíveis modos de interdependência entre estas duas formas de relacionamento, definindo quais as entidades competentes nesse campo de actuação.

***Que entidade deve ser informada acerca das quantidades de energia que se prevê transaccionar através de CBF?***

***No caso de restrições de capacidade nas redes, a quem cabe a resolução de congestionamentos, no que diz respeito à conjugação entre CBF e o mercado diário de ofertas?***

Admitindo a existência de um mercado diário de ofertas, dever-se-ão criar condições para alterações não programadas aos programas de exploração. Uma hipótese é a solução utilizada já em diversos mercados actualmente em funcionamento, que passa pela criação de um mercado intradiário.

***Deverá o operador de mercado ter alguma actuação ao nível da exploração em tempo real, designadamente através do mercado intradiário, ou deverá a gestão deste ser da competência dos operadores de sistema?***

***Será possível uma gestão conjunta do mercado intradiário, ficando a organização a cargo do operador de mercado e a mobilização dos respectivos agentes a cargo dos operadores de sistema?***

***A quem devem os agentes de ofertas comunicar as alterações aos seus programas e quem processa estas modificações?***

Existem ainda questões relacionadas com competências associadas aos procedimentos resultantes do funcionamento do mercado.

***Que entidade é responsável pelo acerto de contas dos mercado diário, intradiário e CBF?***

***Quem processa as diferentes liquidações resultantes dos encontros de ofertas e outros serviços associados?***

***Quem responde perante as reclamações dos vários intervenientes no mercado?***

***Quem é o responsável pelo relacionamento directo com o regulador e quem responde perante este?***

O relacionamento entre o operador de mercado e o operador de sistema é uma das peças fundamentais para o sucesso do mercado ibérico.

Põe-se então a questão de saber que grau de independência deve existir entre estes dois operadores.

Por um lado, pretende-se que o operador de mercado actue com grande transparência, o que é fundamental para criar credibilidade no mercado e dar confiança aos agentes. Uma forma simples de garantir esta transparência é a constituição de um operador de mercado independente o que passa, por exemplo, pela sua independência accionista face aos restantes operadores e agentes de mercado.

Por outro lado, pretende-se que o operador de mercado mantenha um relacionamento estreito com o operador do sistema de forma a garantir o adequado funcionamento do sistema. A independência accionista pode não facilitar este relacionamento. Pelo contrário, se o operador de mercado e os operadores de sistema tiverem interesses comuns, o seu relacionamento é substancialmente facilitado.

É o balanço correcto entre a independência e a transparência que importa debater.

***Que grau de independência deve ter o operador de mercado em relação aos operadores de sistema?***

***Qual a estrutura accionista mais adequada para o operador de mercado?***

## **5.7 DIVULGAÇÃO DE INFORMAÇÃO RELEVANTE PARA O MERCADO**

Nos mercados de energia eléctrica com maior maturidade são disponibilizados produtos físicos, associados ao efectivo fornecimento de energia eléctrica ou outros serviços, e produtos financeiros derivados.

Para que se possa efectivar a transacção de produtos físicos é necessária uma coordenação eficiente entre o operador de mercado e os operadores de sistema. Esta coordenação passa, designadamente, pela divulgação de valores de capacidade da rede e pela verificação técnica da viabilidade das transacções. Como tal, a informação relevante para o mercado não é exclusivamente determinada no operador de mercado, passando também pelos operadores de sistema em função do tipo de informação e do horizonte temporal em que é divulgada.

***Quais os requisitos a estabelecer por forma a assegurar um nível de cooperação e coordenação adequado entre operador de sistema e operador de mercado, ao nível da divulgação da informação?***

***Qual o conjunto de informação considerada relevante para o mercado?***

***Quem decide qual o conjunto de informação relevante e passível de divulgação?***

***Desse conjunto, qual a informação relevante que deve ser especificada por cada um dos operadores?***

***A quem compete a divulgação de informação relevante para o mercado?***

***Qual o modo mais eficaz de fazer chegar aos agentes de mercado a informação necessária para que possam actuar no mercado?***

## 6 MERCADO RETALHISTA

### 6.1 A OBRIGAÇÃO DE ABASTECIMENTO

A liberalização do sector eléctrico dará liberdade aos consumidores para escolherem o seu fornecedor. À medida que todos os clientes forem exercendo este seu direito e forem adquirindo directamente ou através de um comercializador energia no mercado, vão deixando de pagar a tarifa integral de venda a clientes finais, passando a pagar um preço pela energia, relacionado com o preço que se forma no mercado, as tarifas de uso das redes e das restantes actividades reguladas.

Neste período de transição, haverá, durante algum tempo, clientes que gostariam de poder continuar a ser abastecidos como até aqui, pelo seu fornecedor habitual, com a garantia de abastecimento habitual e com a tarifa de venda a clientes finais habitual.

***Deve ser previsto um período transitório, durante o qual continua a existir a possibilidade de o cliente escolher ser abastecido pelo seu fornecedor habitual à tarifa integral de venda aos clientes finais? Durante quanto tempo?***

***Sendo exigido a todos os clientes que adquiram energia eléctrica no mercado (directa ou indirectamente), deverá continuar a existir obrigação de abastecimento? A quem deve ser atribuída esta obrigação?***

***Para estes fornecimentos obrigatórios deve ser prevista uma tarifa regulada?***

### 6.2 ACERTO DE CONTAS

Uma das principais funções a operacionalizar no mercado diz respeito à implementação de sistemas que permitam, de forma rigorosa e transparente, proceder à aquisição dos dados necessários para a valorização dos recebimentos e pagamentos correspondentes a todos intervenientes no mercado, bem como proceder à liquidação de todas as transacções efectuadas.

***A que entidade deve ser atribuída a responsabilidade pela recolha dos dados de contagem necessários para a liquidação das transacções efectuadas?***

O funcionamento do sistema de acerto de contas obriga à aquisição de uma elevada quantidade de dados em cada período de acerto de contas, designadamente através da utilização de sistemas de telecontagem que possibilitem o conhecimento das quantidades de energia transaccionadas. Haverá, por isso, que compatibilizar os sistemas de telecontagem existentes e a implantar em Portugal e Espanha.

**Como assegurar a compatibilidade dos sistemas de aquisição de medidas nos dois países? Qual a arquitectura a adoptar para os sistemas de aquisição de dados? Quantos níveis de concentração e tratamento de dados deverão ser considerados? Quais as características técnicas dos equipamentos de medida e sistemas de telecontagem?**

Num futuro próximo, todos os clientes serão considerados elegíveis. A sua participação no mercado, directamente ou através dos seus fornecedores de energia eléctrica, poderá implicar a necessidade de instalar equipamentos de contagem mais sofisticados, ou, transitoriamente, obrigar a que sejam considerados diagramas de carga tipo ("load profiling") para diferentes tipos de consumidores.

**Como assegurar a participação dos consumidores de Baixa Tensão no mercado? Como ultrapassar as dificuldades colocadas pelas características técnicas do parque de contadores actualmente instalados?**

Por forma a assegurar a total transparência do mercado, os intervenientes no mercado devem poder aceder a toda a informação relevante, designadamente a que possa ser considerada nas liquidações das transacções.

**Qual o nível de informação que deve ser assegurado aos diferentes tipos de intervenientes no mercado? Devem os intervenientes no mercado aceder directamente aos dados recolhidos pelos sistemas de aquisição de medidas? Quais os custos a suportar pelos diferentes tipos de intervenientes no mercado relativamente à aquisição, tratamento e disponibilização de dados?**

O funcionamento do mercado implica para o operador de mercado riscos financeiros decorrentes das transacções que nele são efectuadas. O risco está associado à possibilidade de falha de pagamento das obrigações decorrentes da participação no mercado por parte de alguns intervenientes. O risco está igualmente associado à periodicidade das liquidações e respectivos prazos de pagamento.

**Qual deverá ser a periodicidade da facturação? Quais deverão ser os prazos de liquidação?**

**Deverá ser facturada cada transacção individualmente? Ou, ao contrário, deverá ser facturado o total "líquido" no caso de intervenientes que tenham simultaneamente posições compradoras e vendedoras?**

Por forma a assegurar a cobertura dos riscos anteriormente referidos, o operador de mercado, enquanto entidade responsável pela liquidação das transacções, deverá fazer recurso de garantias financeiras a exigir aos intervenientes.

**Quais as metodologias a adoptar no cálculo das garantias a prestar pelos diferentes intervenientes no mercado? Quais os meios de prestação das garantias?**

## 7 OPERAÇÃO DO SISTEMA

### 7.1 RELACIONAMENTO ENTRE OPERADORES DE SISTEMA

Cada operador de sistema terá uma esfera de competências específica e bem definida que poderá passar pela gestão técnica dos actuais sistemas eléctricos do seu país. No entanto, para que esta forma de gestão conjunta seja possível, há que definir, com um grau de detalhe e especificidade elevado, as regras que ambos os operadores devem respeitar e em função das quais definir as suas actuações.

***Como se devem relacionar os operadores de sistema entre si, designadamente no que respeita à resolução de restrições de congestionamentos ou outras restrições nas interligações?***

***Que mecanismos se apresentam disponíveis a fim de se atingirem soluções técnicas dentro dos horizontes temporais característicos a cada restrição?***

***No futuro, poderão estes dois operadores dar lugar apenas a um operador de sistema, ou pelo contrário, serão criados operadores com carácter zonal?***

### 7.2 RESOLUÇÃO DE CONGESTIONAMENTOS NAS REDES

A primeira questão que surge, no que diz respeito à capacidade disponível nas redes para fins comerciais, é a da previsão da capacidade disponível nas interligações entre Portugal e Espanha pelos operadores de sistema. Esta questão ganha complexidade com a liberalização dos sectores eléctricos português e espanhol e a criação do mercado ibérico, sendo necessário estabelecer novas metodologias de determinação e cálculo das capacidades disponíveis nas interligações.

A definição das capacidades está intimamente ligada ao conceito de interligação entre Portugal e Espanha. Com o estabelecimento do mercado ibérico, poderá vir a ser considerada uma rede eléctrica ibérica única.

***Como serão tratadas as interligações no âmbito do mercado ibérico? Serão tratadas como mais umas linhas de uma rede ibérica ou como linhas de interligação entre duas redes?***

***Qual será a metodologia a utilizar pelos operadores de sistema para a determinação da capacidade de interligação disponível para importação e exportação que pode ser utilizada livremente para fins comerciais?***

***Quais serão os mecanismos de rateio da capacidade disponível de interligação pelos agentes interessados, a utilizar pelos operadores de sistema?***

A falta de capacidade nas redes para fins comerciais origina uma outra questão fundamental na garantia de não discriminação, transparência e eficiência económica e técnica, quando do estabelecimento do mercado ibérico, a resolução de congestionamentos nas redes.

Existem vários métodos disponíveis para a resolução de eventuais congestionamentos, sendo de destacar preferencialmente os que se baseiem em mecanismos de mercado, uma vez que são considerados os mais transparentes e eficientes, nomeadamente os leilões, o “market splitting”, o “counter-trading” e o redespacho.

Os leilões podem ser utilizados para a resolução de congestionamentos, tendo os agentes interessados em utilizar a linha ou zona congestionada que colocar ofertas sobre a capacidade disponível. Os leilões podem ser efectuados em diferentes horizontes temporais, sendo preferidos para a alocação de capacidade a médio ou curto prazo, uma vez que a sua implementação em tempo real é impossível devido à sua complexidade. De forma a evitar que um agente adquira um direito de acesso num leilão e não o utilize, deve ser implementado o princípio “use it or loose it” associado a um segundo leilão, onde os participantes podem vender direitos de acesso às interligações previamente adquiridos, existindo penalidades no caso de não o fazerem.

O “market-splitting” é um método de resolução de congestionamentos que requer a existência de mercados eléctricos organizados nos dois lados da linha congestionada, existindo diferentes preços de cada lado consoante o congestionamento, preços estes que resultam do encontro de ofertas nos dois mercados com a restrição de trânsito limitado à capacidade disponível. Este método é de difícil implementação já que exige a existência de mercados nos dois lados, conforme referido, bem como a coordenação entre ambos. Assim e devido à sua complexidade, a sua implementação em tempo real é impossível, devendo ser aplicado para a resolução de congestionamentos a médio ou curto prazo.

Através do método de gestão de congestionamentos, “counter-trading”, o acesso à linha ou zona congestionada é possibilitado a todos os agentes interessados, tendo o operador de sistema da área destino do trânsito de comprar, na respectiva área, a energia que não pode transitar devido ao congestionamento. Este método exige grande independência do operador de sistema e pode ser aplicado em qualquer horizonte temporal, sendo especialmente desenhado para a operação em tempo real.

O redespacho é um outro método de gestão de congestionamentos, através do qual o operador de sistema altera a produção programada numa ou mais áreas, entre as quais se verifica o congestionamento, de modo a aumentar a capacidade disponível entre as mesmas, podendo existir coordenação entre os operadores de sistema das várias áreas. Este método exige também grande independência do operador de sistema e pode ser aplicado em qualquer horizonte temporal, sendo especialmente desenhado para a operação em tempo real.

***Que mecanismo de gestão de congestionamentos deverá ser utilizado no mercado ibérico?***

***Será de utilizar uma combinação de vários mecanismos existentes para a resolução dos congestionamentos, já que a gestão dos mesmos deve ser feita em vários horizontes temporais?***



***Que mecanismos de resolução dos congestionamentos deve ser utilizado na interligação entre a península ibérica e a França?***

Para além destes mecanismos de resolução de congestionamentos existem ainda medidas preventivas que podem ser tomadas pelo operadores de sistema de modo a aumentar a capacidade das linhas, como sejam medidas operacionais (investimentos em elementos das redes, por exemplo FACTS) e de reforço das interligações.

***Que incentivos poderão ser dados aos operadores de sistema, para que estes disponibilizem o máximo de capacidade possível?***

A correcta e atempada informação das capacidades disponíveis nas várias linhas da rede eléctrica, juntos dos agentes de mercado, é de extrema importância para a promoção da livre e justa concorrência no mercado ibérico

***Que tipo de informação necessitam os agentes de mercado sobre as capacidades disponíveis nas redes, bem como com que periodicidade esta deve ser disponibilizada?***

***Que incentivos poderão ainda ser dados aos operadores de sistema para que as capacidades disponíveis por si divulgadas não sejam conservativas?***

***No caso de falta de capacidade nas redes, que entidade ou entidades serão responsabilizadas?***

### **7.3 PERDAS DE ENERGIA ELÉCTRICA**

O trânsito de energia eléctrica dos geradores para os consumidores causa perdas de energia eléctrica nas redes de transporte e de distribuição. A repartição dos custos ou do valor físico destas perdas pelos diferentes agentes intervenientes no sector, isto é, os produtores, os consumidores ou ambos, deve ser definida através de regras claras e transparentes que traduzam os custos provocados por cada um dos agentes. Assim, torna-se necessário definir a parcela de perdas que cabe a cada um dos intervenientes na transacção.

Por forma a transmitir os sinais económicos adequados a uma utilização eficiente das redes, os produtores e os consumidores podem ser tarifados com base nas perdas marginais das redes, calculadas a partir de preços nodais ou através de tarifas explícitas, que reflectam os custos relativos às perdas, eventualmente diferenciados por localização, por nível de tensão e por período horário.

Para efeitos de determinação das perdas ou de tarifas que reflectam os seus custos podem ser fixados coeficientes nodais de perdas médias, ou em alternativa perdas marginais escaladas, em cada nível de tensão, para cada período horário, para cada rede ou para o mercado global. Os valores de perdas apurados podem ser pagos em espécie ou incorporados nas tarifas de usos das redes a pagar pelos

diferentes clientes. Contudo, o cliente poderá pagar apenas as perdas correspondentes ao país de origem não havendo lugar a acumulação de perdas.

Outra metodologia possível seria responsabilizar as empresas detentoras das redes pelas perdas de energia eléctrica. Para o efeito as perdas de energia eléctrica seriam contratadas no mercado pelo operador da rede. Os custos de aquisição de energia eléctrica contratada pelos clientes, independentemente de participarem no mercado, seriam calculados tendo por base a energia eléctrica medida no ponto de entrega. Os pagamentos das perdas seriam eventualmente feitos através da tarifa regulada de uso das redes mas tendo por base coeficientes de perdas padrão. Caso contrário, as empresas não teriam incentivos suficientes para investir na redução de perdas uma vez que os custos incorridos com as perdas de energia eléctrica seriam passados para o agente económico "seguinte".

Devem ainda ser implementados mecanismos que incentivem o investimento das empresas detentoras das redes para redução de perdas. Em teoria, o investimento das empresas em reforço de redes com o intuito de reduzir perdas justifica-se desde que o custo desses investimentos seja inferior à redução do custo de aquisição de energia eléctrica por efeito da diminuição de perdas. A forma de regulação a que estejam sujeitas as empresas de transporte e de distribuição deve fornecer incentivos à redução das perdas através da definição dos níveis tarifários das actividades de transporte e de distribuição de energia eléctrica. Desta forma, as perdas passariam a constituir um factor de risco adicional da actividade da empresa, a compensar por aumento da rentabilidade base da actividade, de acordo com o princípio básico de mercado pelo qual uma alteração do risco deve ser traduzida numa alteração dos prémios no mesmo sentido.

***O incentivo à redução de perdas, na forma de um prémio ou penalidade, consoante as perdas sejam inferiores ou superiores a um valor de referência será uma metodologia adequada?***

***No caso afirmativo, como determinar o valor de referência a fixar?***

***Que mecanismos poderiam ser criados em alternativa aos anteriormente descritos?***

***A definição de coeficientes de perdas por nível de tensão e por período horário, é adequada? Deverão ser fixados coeficientes de perdas nodais?***

***A estrutura dos coeficientes de perdas deverá ser orientada por perdas médias ou por perdas marginais?***

***Deverão as perdas ser compensadas em espécie pelos clientes ou ser recuperadas através de uma tarifa regulada? Em alternativa, deverá considerar-se a introdução de um mercado de perdas?***

## 8 OUTRAS QUESTÕES

### 8.1 TARIFAS DE USO DAS REDES

Na proposta do Conselho Europeu de Reguladores de Energia para o “comércio transfronteiriço” é salientado que “um sistema de mercado único de energia economicamente eficiente e justo, é dificilmente compatível com a existência de diferentes tarifas de ligação e uso de redes”.

Neste sentido, poderá ser desejável a harmonização dos dois sistemas tarifários em relação à estrutura dos custos a recuperar, aos respectivos níveis tarifários, bem como à estrutura das tarifas e das variáveis tarifárias.

A não harmonização das tarifas de uso de redes e outros serviços terá como consequência a existência de pagamentos diferenciados nos dois países não representado uma subsídição cruzada entre os clientes portugueses e espanhóis e nem constituindo um obstáculo à criação do mercado ibérico.

***Será necessário harmonizar o sistema tarifário português e espanhol para se construir o mercado ibérico? Deverá esta harmonização situar-se ao nível das tarifas de ligação e uso de redes?***

Os encargos de uso das redes devem reflectir os verdadeiros custos por forma a garantir que o mercado seja eficiente, garantindo a igualdade de tratamento para qualquer cliente, independentemente do nível de tensão e do seu modo de participação do mercado. Neste sentido, as variáveis de facturação devem ser as mais adequadas à valorização dos encargos efectivamente causados pelo serviço fornecido a cada cliente. A estrutura das tarifas de uso das redes deverá ser orientada pela estrutura dos custos marginais ou incrementais, fornecendo-se aos clientes e aos fornecedores dos diversos serviços os sinais preço adequados, de modo a influenciar o seu comportamento no sentido da máxima eficiência. A repartição das receitas que cada termo das tarifas deve proporcionar, deverá ser definida, por forma a serem recuperados unicamente os proveitos permitidos em cada uma das actividades de transporte e de distribuição.

As regras de conversão deverão ser orientadas por uma metodologia clara e transparente que reflecta a estrutura de custos de serviços regulados de montante, ao longo da cadeia de valor. Estas regras devem ter em consideração as medidas fornecidas pelo conjunto de equipamentos de medida existentes, nomeadamente os instalados na baixa tensão, o que pode obrigar a que a facturação de alguns serviços regulados seja orientada por diagramas de carga tipo (“load profiling”).

***A facturação das tarifas de uso das redes e de outros serviços regulados deverá ter por base a consideração de diagramas de carga tipo (“load profiling”)?***

As tarifas de uso das redes e de outros serviços regulados devem ser convertidas nos vários pontos de entrega ou fornecimento de energia eléctrica, garantindo-se a inexistência de subsídição cruzada entre grupos de clientes. A facturação do uso das redes e de outros serviços regulados dependente do nível de

tensão de entrega ou fornecimento, poderá ser feita de forma desagregada fornecendo aos clientes toda a informação. Em alternativa poderá ser feita através de uma única tarifa que resulte da adição das diversas tarifas reguladas aplicáveis, convertidas em cada ponto de entrega.

***As tarifas de uso das redes devem ser convertidas no ponto de entrega de forma separada? Ou devem ser agregadas numa única tarifa por acesso?***

A forma mais eficiente em termos económicos de recuperar os encargos com as infra-estruturas de redes traduz-se em imputar esses encargos ao cliente. Contudo, no caso das assimetrias entre a localização da produção e do consumo serem muito fortes, deve considerar-se uma afectação de parte dos encargos à produção. Na proposta do Conselho Europeu de Reguladores de Energia, é considerado um limite para essa repartição de 25%.

***As tarifas de uso de redes devem ser imputadas unicamente aos clientes do sistema? Ou, por outro lado, por forma a considerar a localização da produção, devem os produtores partilhar estes encargos?***

As tarifas de uso das redes devem fornecer sinais económicos tendentes a uma eficiente localização dos utilizadores das redes. Estes sinais económicos incentivariam uma aproximação do consumo à produção com custos variáveis inferiores, reduzindo-se as perdas e os congestionamentos nas linhas de transporte, que provocam uma diferenciação nodal dos custos marginais de energia.

***As tarifas de uso das redes devem transmitir sinais de orientação do consumo tendo em conta as perdas e os congestionamentos das redes?***

***Devem as tarifas de uso das redes ser ajustadas para perdas a fim de transmitirem esses sinais?***

***A conversão das tarifas em cada país deve ter em conta as quantidades entregues ajustadas para perdas?***

A existência de um mercado único de energia pressupõe o acesso não discriminatório dos agentes a esse mercado. Os congestionamentos de linhas de interligação constituem barreiras à transacção comercial entre os vários agentes.

## **8.2 GESTÃO GLOBAL DO SISTEMA**

Em cada país existem custos associados à gestão global do sistema, designadamente: operador de sistema, operador de mercado, acerto de contas, serviços de sistema, entidade reguladora e custos decorrentes de medidas de política energética, ambiental ou de interesse económico geral; que devem ser pagos por todos os utilizadores do sistema, independentemente de participarem ou não no mercado.

***Como devem ser recuperados estes custos? Através de tarifas reguladas que permitem recuperar todos os custos de forma agregada ou cada um deles individualmente?***

***Alguns destes serviços devem ser sujeitos a mecanismos de mercado?***

### **8.3 HARMONIZAÇÃO DOS INDICADORES DE QUALIDADE DE SERVIÇO**

A liberalização do sector eléctrico e a introdução de regulação tem vindo a evidenciar a importância da medição dos níveis de qualidade do serviço prestado como forma de controlar e avaliar o impacto das decisões tomadas quer a nível operacional quer a nível dos investimentos no sector.

Tratando-se de um sector de actividade estratégico e fundamental no desenvolvimento económico dos países, importa estabelecer indicadores da qualidade de serviço que permitam acompanhar o desempenho do sector e supervisionar o seu desenvolvimento, auxiliando as próprias empresas e os reguladores a actuarem atempadamente sempre que necessário.

***Devem os indicadores de qualidade de serviço utilizados em ambos os países ser harmonizados?***

***Devem os níveis exigidos de qualidade de serviço ser os mesmos? Ou existem diferenças estruturais que recomendam um período de transição até ser possível convergir?***

### **8.4 NORMALIZAÇÃO CONTABILÍSTICA**

A regulação, para ser simples e transparente, necessita de informação com qualidade. Ao longo da cadeia produção – consumo é necessária informação relativa a custos, activos afectos e investimentos, convenientemente desagregada por actividade regulada, de forma a permitir que não hajam subsidiasções cruzadas entre actividades reguladas e não reguladas e entre as actividades reguladas. Pretende-se também garantir que os preços que se formam no mercado ou que são regulamentarmente estabelecidos reflectam os verdadeiros custos e ainda que cada cliente pague os custos que induz no sistema.

Para garantir esta transparência e um conhecimento profundo e desagregado dos custos relacionados com cada actividade, importa estabelecer algumas regras de afectação de custos, nomeadamente dos custos de estrutura, dos custos financeiros e de outros de carácter transversal.

***Deverá ser esta normalização contabilística ser extensível a todas as empresas que operam no mercado ibérico?***

## **8.5 SITUAÇÃO DOS ARQUIPÉLAGOS AUTÓNOMOS DE PORTUGAL E ESPANHA**

Em Espanha a uniformidade tarifária é extensível às ilhas, sendo o subsídio aos consumidores das ilhas pago pelos consumidores do continente.

Em Portugal existe apenas uniformidade tarifária no continente e a ERSE não regula as regiões autónomas dos Açores e da Madeira. As tarifas eléctricas nos Açores e na Madeira são subsidiadas através do orçamento geral do estado, sendo portanto o contribuinte que paga este subsídio.

Este tratamento diferenciado das tarifas entre Portugal e Espanha pode introduzir alguma distorção na concorrência. Importa pois estabelecer mecanismos que permitam cumprir os objectivos de ambos os países sem causar distorções no mercado ibérico. Os subsídios atribuídos às ilhas devem ser claramente identificados, e pagos de forma a não causar impacto no mercado, ou seja os consumidores que pagam devem saber o que pagam e porquê e os que recebem devem saber o que recebem e de quem recebem.

***Qual a melhor forma de tratar a questão da uniformidade tarifária nas ilhas?***

***Como garantir mecanismos que não introduzam distorções no mercado?***

***Devem estes mecanismos ser harmonizados, ou podem ser diferentes nos dois países?***