



Modelo de Organização do Mercado Ibérico de Electricidade

Março 2002



Comisión
Nacional
de Energía

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>



ENTIDADE
REGULADORA
DO SECTOR ELÉCTRICO

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

<http://www.erse.pt>

Índice

1	INTRODUÇÃO	1
2	PRINCÍPIOS DE ORGANIZAÇÃO E REGULAÇÃO DO MIBEL	5
3	AVALIAÇÃO SUMÁRIA DA SITUAÇÃO ACTUAL DO SECTOR ELÉCTRICO EM ESPANHA E EM PORTUGAL	9
4	PRINCIPAIS OPÇÕES SUBJACENTES AO MODELO DE ORGANIZAÇÃO DO MIBEL	13
5	ORGANIZAÇÃO INICIAL DO MERCADO IBÉRICO	15
5.1	ORGANIZAÇÃO DO MERCADO.....	15
5.1.1	CONTRATAÇÃO BILATERAL	15
5.1.2	MERCADOS A PRAZO.....	16
5.1.3	MERCADO DIÁRIO.....	16
5.1.4	MERCADOS DE AJUSTE.....	16
5.1.5	MERCADOS DE SERVIÇOS DE SISTEMA.....	17
5.1.6	GARANTIA DE POTÊNCIA.....	17
5.2	INTERVENIENTES NO MERCADO.....	18
5.2.1	SEPARAÇÃO DE ACTIVIDADES	18
5.2.2	OPERADOR DE MERCADO IBÉRICO.....	19
5.2.3	OPERADORES DE SISTEMA	20
5.2.4	PRODUTORES EM REGIME ORDINÁRIO.....	21
5.2.5	CONSUMIDORES ELEGÍVEIS.....	22
5.2.6	COMERCIALIZADORES.....	22
5.2.7	COMERCIALIZADOR REGULADO.....	24
5.2.8	TRANSPORTADOR.....	24
5.2.9	DISTRIBUIDOR.....	25
5.2.10	AGENTE EXTERNO.....	25
6	TARIFAS	27
6.1	SISTEMAS TARIFÁRIOS	27
6.2	TARIFA DE ACESSO E TARIFAS DE USO DE REDE E OUTROS SERVIÇOS.....	29
6.3	TARIFA INTEGRAL OU TARIFA DE VENDA A CLIENTES FINAIS	30
6.4	ADITIVIDADE TARIFÁRIA	30
6.5	TARIFA DE ÚLTIMO RECURSO.....	31
6.6	INFORMAÇÃO A PRESTAR AOS CONSUMIDORES	31
7	COSTES DE TRANSICIÓN A LA COMPETENCIA E CONTRATOS DE AQUISIÇÃO DE ENERGIA.....	33
8	MONITORIZAÇÃO DO FUNCIONAMENTO DO MERCADO.....	37
8.1	MEDIDAS <i>EX-ANTE</i>	37
8.2	MEDIDAS <i>EX-POST</i>	39
8.3	SEGURANÇA DE ABASTECIMENTO.....	40
9	GESTÃO TÉCNICA DO SISTEMA DE TRANSPORTE.....	41
9.1	GESTÃO TÉCNICA E DESENVOLVIMENTO DO MERCADO.....	41
9.2	COORDENAÇÃO DO PLANEAMENTO E DA EXPANSÃO DAS REDES DE TRANSPORTE.....	42

9.3	EXPLORAÇÃO COORDENADA DAS REDES DE TRANSPORTE.....	42
9.3.1	HARMONIZAÇÃO DOS SERVIÇOS DE SISTEMA.....	43
9.3.2	CÁLCULO DAS CAPACIDADES DE INTERLIGAÇÃO	44
9.3.3	RESOLUÇÃO DE CONGESTIONAMENTOS.....	44
9.3.4	SINAIS DIFERENCIADOS DE PERDAS NO SISTEMA.....	46
9.3.5	INFORMAÇÃO RELEVANTE.....	46
10	PRODUÇÃO EM REGIME ESPECIAL.....	47
10.1	INCENTIVOS À PARTICIPAÇÃO DOS PRODUTORES EM REGIME ESPECIAL NO MERCADO	47
10.2	DISTINÇÃO ENTRE INSTALAÇÕES CONTROLÁVEIS E NÃO CONTROLÁVEIS.....	47
10.3	PREVISÃO DA PRE <i>NÃO CONTROLÁVEL</i>	48
10.4	FORMAS DE PARTICIPAÇÃO NO MERCADO	48
11	ACTIVIDADES NECESSÁRIAS À IMPLEMENTAÇÃO E DESENVOLVIMENTO DO MIBEL	49
11.1	ACTIVIDADES PREVISTAS PARA 2002	49
11.2	ACTIVIDADES PREVISTAS PARA 2003 E ANOS SEGUINTEs	51
12	PONTOS À CONSIDERAÇÃO DOS GOVERNOS DE ESPANHA E DE PORTUGAL.....	53

1 INTRODUÇÃO

O “Protocolo de colaboração entre as Administrações Espanhola e Portuguesa para a criação do Mercado Ibérico de Electricidade”, assinado a 14 de Novembro de 2001, determina 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 de Mercado Ibérico e às interligações com países terceiros, em condições de igualdade e liberdade de contratação bilateral.” No seu artigo 5.º, o Protocolo estabelece que “Até 31 de Março de 2002, as autoridades de regulação dos sectores eléctricos 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 em ambos os países e as boas práticas de regulação”, devendo as autoridades de regulação “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.”

O presente documento constitui a resposta conjunta da Comisión Nacional de Energia (CNE) e da Entidade Reguladora do Sector Eléctrico (ERSE) à solicitação apresentada pelos governos de Espanha e Portugal.

De acordo com o estipulado no Protocolo acima referido, foram ouvidos “consumidores, produtores, distribuidores, comercializadores, operadores de sistema, operadores de mercado e demais partes interessadas no desenvolvimento do dito Mercado”. Para facilitar e estruturar a sua auscultação, a CNE e a ERSE publicaram um Documento de Discussão, no final de Dezembro de 2001, tendo solicitado comentários até 25 de Janeiro de 2002. Foram recebidas 26 contribuições na CNE e na ERSE. O Documento de Discussão e as contribuições recebidas podem ser consultados em <http://www.cne.es/> e <http://www.erse.pt/>.

A análise dos comentários recebidos permitiu identificar um conjunto relativamente vasto de pontos em relação aos quais se verifica um elevado grau de convergência, assim como alguns pontos de divergência. Para melhor compreender os argumentos das várias partes, a CNE e a ERSE organizaram uma discussão pública no dia 26 de Fevereiro, em Barcelona, na qual estiveram representadas cerca de 40 empresas, associações e outras entidades. A discussão pública foi precedida pela publicação conjunta dos seguintes documentos: “Relatório de etapa sobre o Mercado Ibérico de Electricidade – pontos de convergência e questões em aberto” e “Breve comparação dos sistemas eléctricos de Espanha e Portugal”. Ambos os documentos encontram-se disponíveis nas páginas da *internet* da CNE e da ERSE. Na sequência da sessão pública e a solicitação dos interessados, realizaram-se várias reuniões de trabalho bilaterais que permitiram aprofundar diversos aspectos relevantes.

Deve referir-se ainda que o III Congresso Luso-Espanhol sobre Energia, realizado em Lisboa em 29 e 30 Novembro de 2001, constituiu um primeiro e oportuno momento de discussão pública sobre o Mercado

Ibérico de Electricidade (MIBEL). Desde então, têm sido numerosas as intervenções, quer políticas, no sentido de reafirmar a importância e a urgência da criação do MIBEL no contexto do desenvolvimento económico da Península Ibérica e como contribuição activa para a construção do mercado interno, quer dos agentes interessados em participar activamente nesse mercado.

A CNE e a ERSE consideram ter estimulado de forma eficaz e transparente a participação de todas as partes interessadas, tendo em conta o curto prazo que o Protocolo pôs à sua disposição para a elaboração do modelo de organização do MIBEL. As contribuições recebidas foram todas elas ponderadas na elaboração do presente documento e reflectem um notável empenho de empresas, associações e organizações na construção de um mercado que se pretende aberto e eficiente. A CNE e a ERSE desejam agradecer publicamente o apoio recebido e o espírito construtivo de todos aqueles que corresponderam ao seu apelo, apesar do escasso tempo disponível.

A colaboração dos operadores, REE, OMEL e REN, deve ser sublinhada por duas razões. Em primeiro lugar, porque desde o início que o seu apoio às Administrações e às autoridades de regulação tem sido completo e caracterizado por uma grande abertura e sentido de serviço público. Em segundo lugar, porque a estreita cooperação entre os operadores, por um lado, e entre eles e as autoridades, por outro lado, é condição necessária ao sucesso do MIBEL e à manutenção de níveis adequados de segurança e qualidade de serviço. Tiveram lugar várias reuniões quadripartidas (REE, REN, CNE e ERSE) que permitiram incorporar no modelo de organização do MIBEL as principais preocupações manifestadas pelos operadores. Essas reuniões deverão continuar ao longo dos próximos meses, de forma a assegurar a correcta implementação do modelo.

De acordo com o mandato atribuído pelo artigo 5.º do Protocolo, o modelo de organização do MIBEL deve ter em conta “a legislação comunitária aplicável, a experiência recente de funcionamento dos mercados eléctricos em ambos os países e as boas práticas de regulação”, não devendo ser constrangido pela legislação actualmente em vigor em qualquer dos países. Com efeito, o artigo 4.º do Protocolo manifesta a vontade dos governos de Espanha e de Portugal em remover “potenciais barreiras legislativas e administrativas ao pleno desenvolvimento do Mercado Ibérico de Electricidade”, realizando ainda “as adaptações legislativas necessárias para assegurar a homogeneidade das condições de gestão e funcionamento dos agentes económicos, de modo a assegurar o exercício pleno da liberdade empresarial, no respeito pelos princípios económicos comuns”.

O modelo de organização do MIBEL elaborado conjuntamente pela CNE e pela ERSE baseia-se em grande parte nas experiências recentes de funcionamento dos mercados eléctricos na Península Ibérica, consideradas globalmente positivas. No entanto, a criação de um verdadeiro mercado ibérico integrado, assim como a correcção de alguns aspectos menos conseguidos dos actuais sistemas, obriga necessariamente a proceder a adaptações legislativas. A CNE e a ERSE continuarão a colaborar com as Administrações de Espanha e de Portugal no sentido de promover as adaptações legislativas e regulamentares necessárias à implementação ordenada do MIBEL no prazo estipulado no Protocolo.

Na elaboração do presente documento foram ainda consideradas experiências internacionais de organização de mercados eléctricos e recomendações do Conselho dos Reguladores Europeus de Energia, no sentido de incorporar no MIBEL as “boas práticas de regulação” a que alude o Protocolo. Finalmente, tiveram-se em conta as propostas da Comissão Europeia de Março de 2001 e as conclusões do Conselho Europeu de Barcelona de 16 de Março de 2002, relativas ao mercado interno da energia.

O presente documento está organizado em 12 capítulos que tratam dos seguintes temas:

1. Introdução
2. Recorda os princípios de organização e regulação do MIBEL estabelecidos primariamente pelo Protocolo de 14 de Novembro de 2001 e pela legislação comunitária
3. Procede a uma avaliação sumária da situação actual do sector eléctrico em Espanha e em Portugal, identificando os aspectos que necessitam de revisão e de adaptação face à construção do MIBEL
4. Apresenta e justifica as principais opções subjacentes ao modelo de organização do MIBEL
5. Descreve o modelo básico de organização do MIBEL que deverá funcionar a partir de 1 de Janeiro de 2003
6. Discute aspectos relacionados com a definição e a estrutura das tarifas
7. Analisa o tratamento dos CTC e dos CAE
8. Descreve os procedimentos necessários à adequada monitorização e supervisão do MIBEL
9. Recorda aspectos essenciais relativos à operação técnica do MIBEL
10. Indica pontos a ter em consideração no desenvolvimento da produção em regime especial e sua compatibilização com o MIBEL
11. Lista as actividades necessárias à implementação e ao desenvolvimento do MIBEL
12. Apresenta algumas questões relacionadas com a organização do MIBEL não contempladas explicitamente no Protocolo e que necessitam do acordo urgente dos governos de Espanha e de Portugal

2 PRINCÍPIOS DE ORGANIZAÇÃO E REGULAÇÃO DO MIBEL

O modelo de organização do MIBEL descrito neste documento orienta-se pelos seguintes princípios:

- concretização do mercado interno: o MIBEL como mercado transnacional que é, representa uma contribuição activa de Espanha e Portugal para a realização do mercado interno;
- concorrência eficiente: promoção de formas de concorrência eficientes, que resultem em benefício de todos os consumidores;
- gradualismo: o correcto funcionamento de um mercado grossista de electricidade à escala ibérica, em 1 de Janeiro de 2003, 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;
- simplicidade: uma regulação simples facilita a compreensão das regras, flexibiliza a sua evolução, permitindo adaptar o funcionamento do mercado à evolução da tecnologia e ao comportamento dos agentes, e favorece a simplificação legislativa, de acordo com orientações comunitárias;
- transparência: é fundamental para garantir a justiça das regras e da sua aplicação, bem como para a credibilidade do sistema;
- eficiência: deve ser sistematicamente incentivada, tanto no âmbito da expansão e utilização das redes (monopólios) como nos sectores competitivos (produção e comercialização);
- estabilidade: é indispensável ao desenvolvimento ordenado do mercado e à concretização dos investimentos necessários;
- segurança: porque 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 e de qualidade de serviço.

Na elaboração do modelo de organização do MIBEL apresentado no presente documento foram tidos em consideração:

- os objectivos e princípios estabelecidos no Protocolo de 14 de Novembro de 2001;
- a legislação comunitária aplicável, em particular a Directiva 96/92/CE;
- as propostas da Comissão Europeia de Março de 2001 e as conclusões do Conselho Europeu de Barcelona de 16 de Março de 2002 relativamente ao mercado interno da energia;
- as políticas energéticas de Espanha e de Portugal;
- as recentes experiências de funcionamento do mercado de electricidade em Espanha e em Portugal;

- as contribuições e sugestões recebidas de operadores, empresas, associações de consumidores, institutos de investigação e outras partes interessadas, no âmbito da consulta pública organizada conjuntamente pela CNE e pela ERSE;
- experiências internacionais de funcionamento de mercados de electricidade, em particular no Reino Unido, na Escandinávia e nos Estados Unidos da América;
- as recomendações do Conselho dos Reguladores Europeus de Energia;
- as conclusões do Forum de Regulação de Electricidade (Forum de Florença).

Ao nível dos objectivos e princípios, o Protocolo de 14 de Novembro de 2001 caracteriza o MIBEL da seguinte forma:

1. Entra em funcionamento no dia 1 de Janeiro de 2003.
2. Permite “o acesso a todos os participantes em condições de igualdade, transparência e objectividade”.
3. Garante “a todos os agentes estabelecidos em ambos os países o acesso ao Operador de Mercado Ibérico e às interligações com países terceiros, em condições de igualdade e liberdade de contratação bilateral”.
4. Rege-se “pelos princípios da livre concorrência, transparência, objectividade e eficiência”.
5. É “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”.

O Protocolo determina ainda que:

1. O Operador de Mercado Ibérico (OMI) actue de forma rigorosamente imparcial e o seu capital seja aberto a empresas de ambos os países.
2. Sejam reforçadas as interligações eléctricas entre Espanha e Portugal.
3. Sejam removidas “potenciais barreiras legislativas e administrativas ao pleno desenvolvimento” do MIBEL.
4. Sejam “realizadas as adaptações legislativas necessárias para assegurar a homogeneidade das condições de gestão e funcionamento dos agentes económicos, de modo a assegurar o exercício pleno da liberdade empresarial, no respeito pelos princípios económicos comuns”.

5. Sejam harmonizados pela REE e pela REN os procedimentos “que permitam a exploração conjunta dos dois sistemas em condições óptimas de eficiência, economia e segurança”.
6. “A repartição dos custos associados à implementação do Mercado Ibérico de Electricidade pelos operadores dos dois países será acordada entre as autoridades de regulação dos dois países.”

Relativamente à legislação comunitária, convém recordar que Espanha e Portugal anteciparam de alguns anos a data prevista para a aplicação da directiva 96/92/CE, tendo igualmente aberto os respectivos mercados eléctricos para além do limiar mínimo exigido. Espanha e Portugal têm apoiado as propostas da Comissão Europeia de Março de 2001, elaboradas na sequência do Conselho Europeu de Lisboa de 23 e 24 de Março de 2000 e aprovadas no essencial pelo Conselho Europeu de Barcelona de 15 e 16 de Março de 2002, visando acelerar a liberalização e a integração do mercado interno de electricidade. Essas propostas contemplam, nomeadamente, os seguintes pontos:

- progressiva elegibilidade de todos os consumidores de energia;
- separação jurídica das actividades de transporte e de distribuição das actividades de comercialização e de produção de energia eléctrica;
- transparência das tarifas de acesso e de uso de rede aprovadas por entidades reguladoras independentes;
- existência de capacidade de interligação correspondente a pelo menos 10% da capacidade de produção instalada, até 2005.

Espanha e Portugal têm objectivos ambiciosos de promoção da produção de energia eléctrica a partir de fontes renováveis e de instalações de cogeração, assim como de promoção da utilização eficiente da energia e da gestão da procura. Tal como estabelecido no Protocolo, importa que o MIBEL seja plenamente compatível com a concretização destes objectivos.

No âmbito das missões de interesse geral atribuídas ao sector eléctrico em Espanha e em Portugal, a salvaguardar no MIBEL, contam-se ainda a universalidade do serviço, a uniformidade tarifária e a protecção de consumidores vulneráveis.

A partir de 1 de Janeiro de 2003 a Península Ibérica passa a constituir um mercado integrado de electricidade, interagindo de forma homogénea com o restante espaço da União Europeia através das interligações entre Espanha e França. Esta realidade deverá ser tida em conta, nomeadamente, no âmbito dos mecanismos de comércio transfronteiriço de electricidade e de tratamento de congestionamentos nas interligações.

3 AVALIAÇÃO SUMÁRIA DA SITUAÇÃO ACTUAL DO SECTOR ELÉCTRICO EM ESPANHA E EM PORTUGAL

O consumo de energia eléctrica em Espanha e em Portugal apresenta:

- estruturas sectoriais muito semelhantes (doméstico: 25%; indústria: 40%; serviços: 30%; agricultura e transportes: 5%);
- taxas de crescimento médio anual muito acima da média europeia (na década 1990-1999: 4,9% em Portugal, 3,9% em Espanha e 1,8% na União Europeia UE15) – embora os valores de consumo per capita se situem abaixo da média europeia (3677 kWh em Portugal, 4694 kWh em Espanha e 5681 kWh na União Europeia);
- taxas de crescimento médio anual muito superiores às respectivas taxas de crescimento do PIB (estas foram, na década 1990-1999: 2,5% em Portugal e 2,4% em Espanha) – consequentemente, intensidades eléctricas crescentes;
- grau de penetração no consumo final de energia crescente e semelhante nos dois países (cerca de 18%).

Actualmente, apenas os clientes de baixa tensão não são ainda livres de escolher o seu fornecedor. A percentagem do consumo correspondente a clientes elegíveis – isto é, acima da baixa tensão – é de 58% em Espanha e 45% em Portugal. Os clientes elegíveis que efectivamente mudaram de fornecedor representam cerca de 32% e 4% do consumo total, respectivamente em Espanha e em Portugal.

As quatro maiores empresas de distribuição – todas elas pertencentes a grupos empresariais também proprietários de meios de produção e de comercialização – forneceram em 2001 cerca de 94% dos consumidores de energia eléctrica da Península Ibérica, com quotas, respectivamente, de cerca de 33%, 32%, 16% e 13%.

A produção em regime especial (PRE) – cogeração e fontes renováveis, excluindo grande hídrica – corresponde actualmente a cerca de 14% da produção total de energia eléctrica em cada um dos países, com tendência crescente. Os objectivos de Espanha e de Portugal para 2010, em termos de percentagem da produção total a partir de fontes renováveis (incluindo grande hídrica), são, respectivamente, de 29% e 39%. No que diz respeito à cogeração, esse objectivo é de 18% em ambos os países.

A potência hídrica instalada (incluindo mini-hídrica) corresponde a cerca de um terço da capacidade total instalada em cada sistema; a produtividade hidroeléctrica é muito semelhante nos dois países, apresentando grandes variações anuais. A produção a partir de centrais a carvão representa cerca de um terço da produção total, que inclui ainda gás natural, fuel e nuclear (em Espanha).

Tanto Espanha como Portugal são auto-suficientes em termos de abastecimento de energia eléctrica, dispõem de margens de reserva suficientes (embora sensíveis à irregularidade hidrológica) e têm em construção várias centrais eléctricas, maioritariamente de tipo ciclo combinado e eólico.

As quatro maiores empresas de produção – todas elas pertencentes a grupos empresariais também proprietários de empresas de distribuição, de comercialização e de produção a partir de fontes renováveis – foram responsáveis, em 2001, por cerca de 71% da produção total da Península Ibérica (ou cerca de 81% da produção em regime ordinário), com quotas, respectivamente, de cerca de 31%, 20%, 10% e 10%.

A grande maioria das empresas de produção de energia eléctrica em regime ordinário actualmente instaladas na Península Ibérica gozam de uma protecção das suas receitas. Em Espanha, essa protecção é dada, nomeadamente pelos “Costes de Transición a la Competencia (CTC)”, a recuperar até 2010. Em Portugal, cada central eléctrica vinculada dispõe de um contrato de venda exclusiva à REN, para abastecimento do Sistema Eléctrico de Serviço Público, variando a duração do contrato com o tempo de vida da central (o último contrato expira em 2024).

A rede de transporte espanhola engloba os equipamentos de 400 kV e 220 kV, pertencendo a várias empresas mas sendo maioritariamente propriedade da REE, que é o único operador de sistema. A rede de transporte portuguesa engloba os equipamentos de 400 kV, 220 kV e 150 kV, pertencendo à REN, que é também o único operador de sistema. REE e REN têm estruturas accionistas diversificadas, ambas no entanto com participação pública (maioritária no caso da REN) e das empresas incumbentes.

A interligação entre Espanha e Portugal realiza-se através de duas linhas de 400 kV e três linhas de 220 kV, a que corresponde uma capacidade térmica máxima de cerca de 3300 MW. O valor indicativo da capacidade disponível para fins comerciais varia, de acordo com os operadores de sistema, entre 550 MW (Verão, de Portugal para Espanha) e 850 MW (Inverno, de Espanha para Portugal). Os valores registados durante o ano 2001 situaram-se entre 50 MW e 1500 MW.

A interligação entre Espanha e França realiza-se através de duas linhas de 400 kV, duas linhas de 220 kV, uma linha de 132 kV e uma de 110 kV.

O enquadramento legal e regulamentar do sector eléctrico prevê, tanto em Espanha como em Portugal, a coexistência de um regime de contratação bilateral livre com um mercado organizado gerido em regime de exclusividade (pelo OMEL em Espanha, pela REN – Gestor de Ofertas em Portugal). No entanto, disposições legais e/ou regulamentares acabaram por condicionar o desenvolvimento concreto do mercado, privilegiando um regime em detrimento do outro: em Espanha foi favorecido o mercado organizado, enquanto em Portugal foi favorecida a contratação bilateral. À medida que a liberalização do mercado avança, torna-se cada vez mais evidente a necessidade de uma efectiva coexistência das duas formas de contratação: organizada e bilateral.

Da análise sumária do sector eléctrico em Espanha e em Portugal podem-se retirar as seguintes conclusões principais:

- Não existência de desequilíbrios estruturais, quer a nível individual quer no conjunto dos dois sistemas. Apesar da diferença de dimensão (cerca de 5 para 1), os dois sistemas apresentam estruturas e trajectórias análogas, o que facilita a construção do MIBEL.
- Crescimento muito elevado do consumo de energia eléctrica e da ponta (potência máxima), o que obriga a proceder a investimentos avultados em nova capacidade de produção.
- Crescimento muito elevado do investimento subsidiado – directa ou indirectamente – em nova capacidade de produção de energia eléctrica a partir de fontes de energia renováveis e de instalações de cogeração (produção em regime especial).
- Necessidade de considerar e harmonizar as regras de recuperação dos investimentos dos produtores em regime ordinário, garantindo que a efectiva recuperação dos custos de transição para um ambiente de mercado não distorce a concorrência entre produtores nem a formação dos preços de energia eléctrica no mercado.
- Panorama empresarial caracterizado pela existência de quatro grandes grupos, o que obriga a prever mecanismos de controlo e de actuação adequados, assim como incentivos eficazes ao desenvolvimento da concorrência entre eles e à entrada de novos operadores. É no entanto positivo que alguns desses grupos tenham iniciado a sua iberização antes mesmo, da assinatura do Protocolo pela aquisição de activos, pelo investimento em novas centrais eléctricas, pelo comércio grossista transfronteiriço e pela venda a clientes finais em ambos os países.
- Necessidade de acelerar a construção de novas linhas de interligação e de reforçar as existentes, quer na fronteira Espanha – Portugal, quer na fronteira Espanha – França. As actuais capacidades de interligação são insuficientes ao desenvolvimento, não só do MIBEL, mas também do mercado interno de energia.

4 PRINCIPAIS OPÇÕES SUBJACENTES AO MODELO DE ORGANIZAÇÃO DO MIBEL

A elaboração do modelo de organização do MIBEL descrito no capítulo seguinte teve por base os princípios enunciados no capítulo 2 e a avaliação conjunta da situação actual do sector eléctrico em Espanha e em Portugal apresentada no capítulo 3. As sugestões recolhidas no âmbito do processo de consulta pública foram analisadas e ponderadas pela CNE e pela ERSE, tendo sido extensivamente incorporadas no modelo. De seguida, apresentam-se e justificam-se as principais opções tomadas conjuntamente pela CNE e pela ERSE na elaboração do modelo de organização do MIBEL:

a) Colocar o mercado organizado e a contratação bilateral em pé de igualdade

O Protocolo de 14 de Novembro de 2001 é claro ao colocar em pé de igualdade a liberdade de acesso ao Operador de Mercado Ibérico e a liberdade de contratação bilateral. É por isso necessário remover todos os obstáculos susceptíveis de favorecer uma forma de relacionamento comercial em relação à outra e estimular o aparecimento de formas de contratação que façam a ponte entre a contratação *spot* e a contratação bilateral física actualmente existentes; tal é o caso, nomeadamente, do mercado organizado a prazo, cuja introdução se prevê já na fase inicial do MIBEL.

b) Assegurar a transparência do MIBEL e a liquidez do mercado organizado

A CNE e a ERSE entendem que, face ao nível de concentração e de integração vertical actualmente existente, é necessário garantir ao MIBEL um elevado grau de transparência e ao mercado organizado uma liquidez adequada. Sendo previsível, face às experiências recentes de Espanha, de Portugal e de países que liberalizaram a 100% o mercado eléctrico, que a adesão de consumidores a fornecedores alternativos se fará de forma gradual, aproveita-se o abastecimento dos consumidores que permanecem no regime de tarifa regulada para assegurar ao mercado organizado níveis mínimos de liquidez.

c) Oferecer a todos os consumidores iguais oportunidades

O desenvolvimento equilibrado do MIBEL requer critérios de elegibilidade idênticos nos dois países. Actualmente essa igualdade está assegurada, na medida em que todos os consumidores ligados à rede a tensão superior a 1 kV são elegíveis. É importante que a generalização do direito de escolha do fornecedor de energia eléctrica a todos os consumidores ocorra simultaneamente em Espanha e em Portugal e se processe de acordo com procedimentos idênticos, com a máxima brevidade possível. Tratando-se de um universo de cerca de 25 milhões de consumidores, as medidas técnicas e organizativas a adoptar revestem-se de grande complexidade e acarretam custos que não podem ser ignorados. É opinião generalizada que a elegibilidade efectiva dos clientes de baixa tensão no dia 1 de Janeiro de 2003 nos dois países é desejável, mas não é condição determinante do sucesso do MIBEL. A materialização da elegibilidade dos clientes de baixa tensão em data posterior, embora tão próxima quanto possível, não constitui um risco para o correcto funcionamento do MIBEL.

d) Incentivar o investimento através de um pagamento aos produtores pela “garantia de potência”

O elevado crescimento do consumo de energia eléctrica na Península Ibérica e a reduzida capacidade de interligação com França, que não permite aproveitar as potenciais vantagens resultantes da sobrecapacidade de produção existente na Europa Central, tornam necessário investir de forma considerável em novas centrais eléctricas. O pagamento a todos os produtores em regime ordinário já instalados ou que se venham a instalar na Península Ibérica durante o primeiro período regulatório de um prémio correspondente à “garantia de potência” constitui um incentivo necessário à construção e à disponibilidade de centrais eléctricas, embora não seja, por si só, condição suficiente de garantia de abastecimento. Por tal motivo, impõe-se a introdução de mecanismos adequados de supervisão e controlo das margens de reserva esperadas na Península Ibérica, de acordo aliás com as propostas da Comissão Europeia de Março de 2001.

Os proveitos da garantia de potência deverão ser proporcionados por uma tarifa regulada, idêntica em Espanha e em Portugal, aplicável a todos os clientes independentemente da forma como contratem o seu fornecimento de energia eléctrica.

e) Evitar que a recuperação dos “custos ociosos” constitua uma distorção do mercado

A alteração do quadro legal do sector eléctrico espanhol ocorrida em 1998, assim como a renegociação dos contratos de vinculação que deverá ocorrer em Portugal em 2002, origina o reconhecimento de “custos ociosos” a pagar por todos os consumidores aos produtores de energia eléctrica do respectivo país. A determinação do montante a recuperar e a forma de pagamento aos produtores deve ser feita de modo transparente e deve assegurar o correcto funcionamento do mercado.

f) Garantir ao MIBEL estabilidade e previsibilidade através da definição de um período regulatório inicial de 4 anos (2003-2006)

É entendimento comum da CNE e da ERSE que o MIBEL necessita de uma fase inicial de duração pré-definida durante a qual as “regras do jogo” não são alteradas, com excepção das medidas cuja introdução diferida seja desde já prevista ou de eventuais medidas indispensáveis ao restabelecimento do correcto funcionamento do mercado, em caso de manifesta “falha de mercado”. Durante o período 2003-2006 deveriam manter-se inalteradas, nomeadamente, as tarifas aplicadas a todos os consumidores correspondentes aos valores pagos aos produtores por “garantia de potência” e por “custos ociosos”; eventuais ajustamentos deveriam reflectir-se apenas no período sucessivo.

No período 2003-2006, os comercializadores regulados deverão oferecer tarifas reguladas a todos os clientes que assim o desejem. No final desse período deverá ser equacionada a evolução desejável deste regime.

5 ORGANIZAÇÃO INICIAL DO MERCADO IBÉRICO

5.1 ORGANIZAÇÃO DO MERCADO

A organização proposta para o MIBEL fundamenta-se na liberdade de contratação entre os participantes no mercado, restringida unicamente pelas medidas necessárias para fomentar um adequado nível de liquidez e concorrência, de acordo com o estabelecido no Protocolo de colaboração, em consonância com a experiência dos países e de acordo com os desenvolvimentos previstos para o sistema espanhol em 2003.

A contratação de energia eléctrica no MIBEL poderá processar-se através dos seguintes mercados principais:

- mercado livre de contratação bilateral física;
- mercados geridos pelo Operador de Mercado Ibérico (mercados organizados):
 - mercados de produtos físicos a prazo;
 - mercado diário.

Estas modalidades de contratação são complementadas por um mercado intradiário (mercado organizado de ajustes), gerido pelo OMI, no qual os agentes podem alterar as posições contratuais assumidas nos mercados principais, e por mercados ou processos de operação do sistema, organizados por cada um dos operadores de sistema na sua área de controlo.

É ainda prevista uma tarifa explícita de garantia de potência aplicável às aquisições de energia eléctrica, independentemente do modo de contratação utilizado.

Devido à existência de uma limitada capacidade de interligação na fase de arranque do MIBEL serão previstos mecanismos conjuntos de leilão explícito de capacidade e do tipo *market splitting*. Estes mecanismos serão eliminados assim que as novas linhas de interligação os tornem desnecessários.

5.1.1 CONTRATAÇÃO BILATERAL

A contratação bilateral configura-se como um dos pilares do MIBEL, à semelhança da maioria dos mercados eléctricos europeus. Assim, serão permitidos contratos entre todo o tipo de produtores e os demais agentes qualificados, e estabelecidas as condições em que os comercializadores e produtores poderão vender energia previamente adquirida a outros produtores ou agentes externos.

Com o objectivo de manter a transparência, liquidez e bom funcionamento do mercado numa óptica de liberdade de contratação bilateral, propõe-se um conjunto de medidas sobre publicitação da informação e condições de contratação que se enunciam no capítulo 8.

5.1.2 MERCADOS A PRAZO

Prevê-se a existência de um mercado a prazo gerido pelo OMI, onde serão disponibilizados produtos normalizados. Estes produtos podem assumir a forma de “blocos de potência” com uma duração fixa e pré-definida.

5.1.3 MERCADO DIÁRIO

Como complemento à contratação bilateral, prevê-se a existência de um mercado organizado de curto prazo que será organizado pelo OMI. A configuração deste mercado será a de um mercado diário, para entrega de energia no dia seguinte, com um formato similar à maioria dos existentes na Europa, e que pressupõe modificações mínimas sobre o actualmente existente em Espanha.

As suas características básicas serão a negociação independente de energia para cada um dos 24 períodos horários do dia seguinte à sua celebração, a utilização de ofertas simples (expressando unicamente quantidade e preço) agregadas ao nível de *portfolio* ou agente, com um algoritmo de encontro marginalista e resolução de congestionamentos por mecanismos do tipo *market splitting*, sendo o preço fixado sempre por oferta de venda, de acordo com a definição de um mercado com pagamento por capacidade.

O resultado do mercado, expresso como ofertas de energia aceites por agente, será comunicado pelo OMI aos Operadores de Sistema, que receberão também dos agentes as comunicações de contratação bilateral desagregadas por unidades físicas.

5.1.4 MERCADOS DE AJUSTE

Propõe-se a existência de um único mercado de ajuste, o Mercado Intradiário, para o sistema ibérico, que será gerido pelo OMI. Este mercado permitirá a participação de todos os agentes, independentemente do modo de contratação que elegeram previamente: bilateral, mercado a prazo ou mercado diário.

O mecanismo de encontro será similar ao do mercado diário e terá várias sessões diárias. A sua concepção de detalhe requer uma análise técnica aprofundada, propondo-se que a sua elaboração seja conduzida por um grupo de trabalho coordenado para o efeito pelos Operadores de Sistema e pelo OMI,

após a sua constituição, com a participação dos agentes do mercado e a supervisão das autoridades de regulação.

5.1.5 MERCADOS DE SERVIÇOS DE SISTEMA

A situação ideal de funcionamento do MIBEL seria aquela em que os serviços de sistema fossem geridos de forma unificada nos dois sistemas eléctricos, baseados em regras de mercado transparentes, como se existisse apenas um operador de sistema ibérico.

Contudo, a situação de partida não permite propor no curto prazo tal organização, tanto pelo escasso tempo disponível para a colocação em marcha do MIBEL, que faria incorrer em riscos desnecessários ao realizar alterações significativas no modo de operação dos sistemas, como pela existência de uma capacidade de interligação limitada, que impediria de facto a utilização de serviços comuns de operação do sistema.

Nos próximos anos, face à experiência obtida e em particular após a entrada em funcionamento da linha “Alqueva-Balboa”, serão revistos os procedimentos de operação e considerar-se-à a possibilidade de unificar os processos de operação do sistema.

5.1.6 GARANTIA DE POTÊNCIA

É fundamental garantir a segurança de abastecimento de energia eléctrica na Península Ibérica, para o que se deve promover a existência de capacidade de produção suficiente no curto e no longo prazo.

Para cada sistema eléctrico existe teoricamente um nível adequado de investimento em capacidade de produção e tipo de tecnologia, dependente do valor da energia não fornecida. A determinação pelo mercado deste nível de investimento apresenta algumas dificuldades, nomeadamente:

- A previsão do consumo.
- A determinação do valor da energia não fornecida.
- O prazo de construção de nova capacidade de produção.
- O carácter estocástico das condições hidrológicas.
- O carácter estocástico da produção renovável em regime especial.
- A previsão dos preços futuros da energia primária.

Estas dificuldades, associadas à existência de uma componente hídrica significativa, introduzem um risco elevado de ocorrência de períodos prolongados de escassez, nos quais uma fracção significativa da procura poderá não ser satisfeita, mesmo estando disposta a pagar um preço elevado para não ser interrompida. A existência destes períodos de desadaptação da oferta à procura poderá conduzir a uma elevada volatilidade do preço verificado no mercado devido ao tempo de resposta da adequação da oferta de energia à procura ser muito superior ao tempo de resposta da adequação da procura ao preço.

Por forma a minimizar este risco prevê-se a existência de um pagamento regulado de potência a todos os produtores em regime ordinário, ou em regime especial que participem no mercado sob qualquer forma de contratação, já instalados ou que se venham a instalar na Península Ibérica durante o primeiro período regulatório (2003 a 2006), dependente da sua disponibilidade nos períodos de maior procura.

Os proveitos deste pagamento regulado aos produtores serão proporcionados por uma tarifa regulada de garantia de potência idêntica em Espanha e em Portugal, aplicável a todos os clientes independentemente da forma como contratem o seu fornecimento de energia eléctrica.

5.2 INTERVENIENTES NO MERCADO

O processo de autorização do exercício de actividade aos agentes que participam no MIBEL deverá ser único e comum aos dois países, de forma que uma autorização concedida em Espanha ou em Portugal permita desenvolver a actividade correspondente a essa autorização em toda a Península Ibérica.

5.2.1 SEPARAÇÃO DE ACTIVIDADES

O correcto funcionamento do mercado eléctrico requer a separação jurídica e contabilística entre, por um lado, actividades liberalizadas (produção e comercialização), cujos preços se estabelecem segundo critérios de mercado e, por outro lado, actividades reguladas (distribuição, transporte, operação do sistema e operação do mercado), para as quais existem preços públicos estabelecidos administrativamente. De outra forma, podem ocorrer situações de subsidiação cruzada e de conflito de interesses que minam a confiança dos agentes no mercado e degradam a sua eficiência. Impõe-se, portanto, uma plena separação jurídica entre ambos os tipos de actividade, sem prejuízo de um mesmo grupo empresarial poder ter participações em filiais ou sociedades cujos objectos sociais sejam, indistintamente, de âmbito regulado ou liberalizado. No entanto, é desejável que não haja participação de empresas de produção, distribuição ou comercialização de energia eléctrica no capital dos operadores de sistema e de mercado. Em qualquer caso, a participação de agentes do sector eléctrico deverá ser limitada global e individualmente.

5.2.2 OPERADOR DE MERCADO IBÉRICO

O Operador de Mercado Ibérico (OMI) será a entidade responsável pela gestão dos mercados diário, intradiário e a prazo. As suas funções incluem a aceitação das ofertas de compra e de venda de energia dos agentes de mercado, o encontro destas ofertas e a liquidação das transacções efectuadas nos mercados que gere, com base nos programas de compra e de venda de energia. O OMI será único e realizará as suas actividades em regime de exclusividade. A sua actividade será regulada e reger-se-á pelos princípios de transparência, objectividade e independência.

Deverão ser estabelecidos procedimentos adequados de relacionamento entre o OMI e os Operadores de Sistema que facilitem a comunicação da informação associada às quantidades físicas transaccionadas.

O OMI deverá assegurar o registo e divulgação aos agentes participantes no mercado, ao público e às entidades reguladoras da informação relevante sobre o funcionamento do mercado. A divulgação da informação deverá ser baseada nos seguintes princípios:

- a informação a divulgar sistematicamente incluirá todos os factos considerados relevantes para a formação dos preços no mercado;
- a informação é divulgada simultaneamente a todos os intervenientes no mercado;
- a informação deve ser agregada a um nível que assegure a confidencialidade da informação relativa a um agente em particular;
- todos os agentes intervenientes deverão ter acesso à informação relativa à sua participação no mercado.

O OMI deverá assegurar total transparência e independência no exercício das suas funções, designadamente através da implantação de mecanismos complementares de informação e auditoria. O OMI terá ainda o dever de justificar perante todos os intervenientes no mercado as decisões tomadas.

Os procedimentos de actuação do OMI constarão do Manual de Procedimentos do Operador de Mercado Ibérico.

Todos os agentes intervenientes nos mercados geridos pelo OMI devem aderir expressamente às regras e condições de funcionamento e de liquidação estabelecidas no Manual de Procedimentos do Operador de Mercado Ibérico. As responsabilidades, direitos e obrigações bem como as condições de participação dos diversos agentes de ofertas nos mercados grossistas de energia eléctrica geridos pelo OMI serão definidas no Contrato de Adesão de Agente de Ofertas, de celebração obrigatória para participação naqueles mercados.

O OMI procede ao encontro das ofertas de compra e de venda de energia eléctrica emitidas pelos agentes de ofertas de acordo com as regras definidas no Manual de Procedimentos do Operador de Mercado Ibérico e informa todos os agentes intervenientes do resultado do encontro de ofertas efectuado.

Compete igualmente ao OMI proceder ao acerto de contas e à liquidação das ofertas de compra e de venda com base nos programas de energia contratados nos seus mercados, de acordo com as regras a estabelecer no Manual de Procedimentos do Operador de Mercado Ibérico.

Os agentes de ofertas que actuem nos mercados geridos pelo OMI, quer como compradores de energia eléctrica quer como vendedores, deverão proceder à prestação, junto do OMI, de garantias adequadas à cobertura das obrigações económicas decorrentes da respectiva participação nos mercados em que intervenham. A prestação desta garantia deverá fazer parte do contrato de adesão e ser estabelecida de acordo com as regras constantes do Manual de Procedimentos do Operador de Mercado Ibérico.

Os agentes intervenientes no mercado poderão reclamar junto do OMI de qualquer decisão que os afecte. O OMI deverá manter um registo de reclamações que poderá ser auditado pelas autoridades de regulação.

O funcionamento do OMI será supervisionado pelas autoridades de regulação através de uma comissão de acompanhamento (“Comité de Regulação do MIBEL”) a quem competirá, *inter alia*, a resolução de conflitos com base em mecanismos extrajudiciais, sem prejuízo do recurso a instâncias judiciais. A composição e as demais competências deste Comité deverão ser estabelecidas pelas entidades reguladoras de ambos os países até ao final de 2002.

O OMI deverá proceder à publicação do Manual de Procedimentos do Operador de Mercado Ibérico e do Contrato de Adesão do Agente de Ofertas, após aprovação pelas entidades reguladoras de Espanha e de Portugal.

5.2.3 OPERADORES DE SISTEMA

Os dois Operadores de Sistema actualmente existentes nos dois países, continuam a ser os responsáveis pela segurança e gestão técnica do sistema em cada uma das suas áreas de controlo.

Os Operadores de Sistema devem ser informados pelo OMI das quantidades contratadas, após efectuado o encontro entre as ofertas de compra e de venda nos mercados de energia. Os Operadores de Sistema devem também ser informados pelos agentes de mercado dos programas de produção/consumo associados aos contratos bilaterais físicos.

Os Operadores de Sistema devem receber de cada agente de ofertas, após estes terem efectuado a gestão interna das quantidades contratadas no mercado ou bilateralmente, a comunicação da desagregação desses valores por central ou por ponto de consumo (subestação da rede de transporte).

A participação do OMI e dos agentes neste processo de comunicação permite estabelecer um mecanismo de verificação cruzada das informações respeitantes às quantidades de energia a entregar à rede e a gerir pelos Operadores de Sistema.

Após recepção dos programas desagregados de produção, compete aos Operadores de Sistema:

- a validação dos programas de produção, por posto horário, através da verificação e gestão de restrições técnicas das redes ou das interligações;
- a gestão dos serviços de sistema;
- a gestão de congestionamentos nas interligações em diferentes horizontes temporais.

A definição de procedimentos de gestão de restrições internas e nas interligações, de actuação em situações de emergência, de leitura, recolha e tratamento das medidas, do tratamento e liquidação dos desvios e dos serviços de sistema, bem como dos procedimentos de comunicação com os agentes de ofertas e a divulgação da informação aos agentes, ao público e às autoridades de regulação, entre outras matérias, será objecto do Manual de Procedimentos de Operação do Sistema Ibérico a elaborar conjuntamente pelos dois Operadores de Sistema e a ser aprovado pelas autoridades de regulação dos dois países.

Nos termos do Protocolo de 14 de Novembro, os Operadores de Sistema deverão estabelecer procedimentos harmonizados para planeamento e gestão das redes e das interligações, tomando em conta a localização de futuros centros produtores, as previsões de crescimento de consumo e a necessidade de reforço das interligações. Neste sentido, é vantajoso que os Operadores de Sistema sejam também os proprietários da infra-estrutura de transporte de energia eléctrica.

De forma a assegurar a eficaz gestão técnica do MIBEL deverá ser criado um “Comité de Gestão Técnica do MIBEL”, constituído pelos operadores de sistema dos dois países.

5.2.4 PRODUTORES EM REGIME ORDINÁRIO

Os produtores de energia eléctrica em regime ordinário são entidades físicas ou jurídicas que têm por objecto produzir energia eléctrica em regime de concorrência, podendo construir, operar e manter as centrais de produção de energia de que são proprietários.

Os produtores podem estabelecer contratos bilaterais físicos, negociados directamente com os consumidores elegíveis ou comercializadores, ou participar nos mercados organizados. Podem também

fornecer serviços de sistema, contratualizando o fornecimento desses serviços ou participando em mercados específicos organizados pelos Operadores de Sistema. As ofertas de venda de energia nos mercados grossistas poderão ser efectuadas de forma agregada, ao nível de *portfolio* ou por agente.

O produtor em regime ordinário deve colocar toda a sua capacidade disponível em cada momento no mercado. A participação nos mercados organizados deverá ser feita através da apresentação de ofertas de venda, sempre que o produtor disponha de capacidade de produção disponível.

A participação nos mercados de serviços de sistema é determinada pelas condições técnicas de cada tipo de instalação.

5.2.5 CONSUMIDORES ELEGÍVEIS

Os consumidores elegíveis (ou qualificados) têm direito a escolher livremente o seu fornecedor de energia eléctrica. São considerados consumidores elegíveis todos aqueles que verifiquem as condições estabelecidas pelas autoridades competentes.

Os consumidores elegíveis poderão adquirir a energia eléctrica através do comercializador regulado, de um comercializador ou directamente nos mercados organizados.

A participação nos mercados organizados obrigará a que os consumidores elegíveis observem as regras e procedimentos que venham a ser estabelecidos para a participação dos agentes nestes mercados.

Actualmente, são elegíveis todos os consumidores ligados à rede a tensão superior a 1 kV. Espera-se que em 2003 a elegibilidade seja estendida a todos os consumidores.

5.2.6 COMERCIALIZADORES

Os comercializadores são pessoas jurídicas autorizadas a realizar o fornecimento de energia eléctrica a consumidores elegíveis, podendo vender energia eléctrica adquirida a produtores ou a outros agentes qualificados.

A actividade de comercialização é prestada em condições de livre concorrência, devendo, portanto, ser separada da actividade de distribuição.

Para exercer a actividade de comercialização será necessário que os interessados obtenham junto da entidade administrativa competente a correspondente licença ou autorização. Como fornecedores de energia eléctrica, os comercializadores devem garantir a todos os consumidores que o solicitem a satisfação das suas necessidades de energia, no respeito pelos princípios que caracterizam o serviço universal, observando a legislação aplicável, nomeadamente, em matéria de protecção do consumidor.

No âmbito dos contratos de fornecimento celebrados, compete aos comercializadores desenvolver as funções associadas ao relacionamento comercial, nomeadamente, a facturação da energia fornecida e a respectiva cobrança, submetendo-se ao cumprimento dos indicadores e padrões estabelecidos em matéria de qualidade de serviço de natureza comercial, bem como aos deveres especiais de informação relativos às condições de prestação de serviço.

Constituem igualmente obrigações dos comercializadores a manutenção de um registo actualizado dos seus clientes, bem como a adopção de regras e procedimentos que assegurem o desenvolvimento das suas actividades de acordo com as boas práticas comerciais e de marketing.

Os comercializadores podem proceder ao pagamento das tarifas de uso das redes e outros serviços em nome dos seus clientes, bem como à prestação das correspondentes garantias que venham a ser estabelecidas junto das entidades detentoras das redes de transporte e distribuição.

Durante o corrente ano devem ser estabelecidos procedimentos e regras que assegurem de forma técnica e economicamente eficiente a aquisição e o tratamento dos dados necessários para a valorização dos recebimentos e pagamentos correspondentes a todos os intervenientes no mercado, bem como para proceder à liquidação de todas as transacções efectuadas.

A primeira dificuldade a ultrapassar diz respeito à medição da energia consumida em cada instalação consumidora com a desagregação temporal adequada à participação no mercado. Enquanto não forem instalados equipamentos de medição adequados, será necessário adoptar medidas que permitam a participação destes clientes no mercado de energia eléctrica, designadamente através da definição de diagramas de carga tipo. A definição de diagramas de carga tipo terá necessariamente que ocorrer previamente à elegibilidade dos consumidores de BT.

A existência de uma entidade responsável pela realização das actividades de aquisição, comunicação e tratamento de dados de medição em estreita colaboração com os Operadores de Sistema constitui uma solução adequada do ponto de vista técnico e económico, podendo ainda contribuir para uma maior transparência do funcionamento do mercado, designadamente facilitando o acesso à informação de todos os interessados.

Os comercializadores deverão manter um registo actualizado das reclamações apresentadas pelos seus clientes e poderão exercer igualmente o seu direito à reclamação junto dos agentes de mercado com os quais se relacione e junto das autoridades de regulação.

Para os conflitos emergentes do relacionamento comercial e contratual entre os comercializadores e os outros agentes de mercado, bem como, entre os comercializadores e os seus clientes, deverão ser estabelecidos mecanismos céleres e seguros de resolução extrajudicial de conflitos, em particular a arbitragem voluntária, sem prejuízo do recurso às instâncias judiciais.

5.2.7 COMERCIALIZADOR REGULADO

Em termos gerais, os comercializadores regulados exercerão a sua actividade de forma semelhante à dos restantes comercializadores. Estão, no entanto, sujeitos a uma regulação que estabelece obrigações especiais relativas à aquisição de energia eléctrica para abastecimento dos seus clientes e à obrigatoriedade de praticarem a tarifa integral ou de venda a clientes finais aprovadas pelas autoridades de regulação.

O comercializador regulado assegura uma transição do sistema actual para um novo sistema eléctrico que se pretende seja totalmente liberalizado. Desta forma, os clientes que não desejem optar já por um novo fornecedor de energia eléctrica poderão ser abastecidos pelo comercializador regulado associado inicialmente à entidade detentora da licença de distribuição da área onde se situam as suas instalações.

Durante esse período de transição, os clientes que não pretendam exercer o seu direito de escolha de fornecedor podem ser abastecidos através do comercializador regulado, pagando, para o efeito, a correspondente tarifa integral ou de venda a clientes finais.

O comercializador regulado deverá adquirir a energia necessária para abastecer os seus clientes exclusivamente nos mercados organizados a prazo, diário e de ajuste, de acordo com a metodologia a ser desenvolvida pela CNE e pela ERSE. Estas aquisições de energia eléctrica pelo comercializador regulado através do mercado organizado devem maximizar a transparência do MIBEL e a liquidez de todos os mercados organizados, contribuindo para garantir que os preços formados nesses mercados constituam indexadores robustos e fiáveis.

Para evitar eventuais movimentações oportunistas de clientes entre o mercado e as tarifas oferecidas pelo comercializador regulado, ditadas por flutuações do preço da energia eléctrica no mercado, poder-se-á estabelecer uma duração mínima dos contratos celebrados entre o comercializador regulado e os seus clientes.

Relativamente à informação a prestar às autoridades de regulação, os comercializadores regulados terão responsabilidades acrescidas relativamente aos restantes comercializadores. Com efeito, os comercializadores regulados estarão obrigados a fornecer toda a informação necessária que permita às autoridades de regulação publicarem tarifas e fixarem os preços de outros serviços conexos ao fornecimento de energia eléctrica.

5.2.8 TRANSPORTADOR

A empresa responsável pela actividade de transporte será detentora de redes e instalações eléctricas em MAT, sendo a sua actividade orientada exclusivamente para a construção, manutenção e gestão

técnica das redes por forma a permitir o acesso de terceiros e gerir de forma eficiente as infra-estruturas e os meios técnicos disponíveis. Não poderão comprar ou vender energia.

A prestação dos serviços associados à actividade de transporte de energia eléctrica será remunerada através das tarifas reguladas de uso das redes de transporte.

5.2.9 DISTRIBUIDOR

As empresas distribuidoras serão empresas proprietárias de redes de distribuição em AT, MT e BT, com actividade e remuneração reguladas. Não poderão comprar ou vender energia eléctrica.

Estas empresas serão responsáveis pelo planeamento, construção, manutenção e gestão técnica das redes por forma a permitir o acesso de terceiros às redes e gerir de forma eficiente as infra-estruturas e os meios técnicos disponíveis.

A prestação dos serviços associados à actividade de distribuição será remunerada através de tarifas reguladas de uso das redes de distribuição e prestação de serviços regulados.

5.2.10 AGENTE EXTERNO

Os agentes externos são os sujeitos autorizados a entregar ou receber energia eléctrica proveniente de outros sistemas externos. A autorização ou procedimento que se confira a estes agentes para efeitos de participação no mercado organizado poderá contemplar a aplicação dos princípios de igualdade de tratamento intracomunitário ou de reciprocidade no seu país de origem.

6 TARIFAS

6.1 SISTEMAS TARIFÁRIOS

As estruturas tarifárias de Espanha e de Portugal devem ser estabelecidas de acordo com os seguintes princípios:

- Igualdade de tratamento e de oportunidades.
- Transparência e simplicidade na formulação e fixação das tarifas
- Eficiência na afectação de custos, assegurando a inexistência de subsidiasões cruzadas.
- Eficiência económica na utilização eficiente das redes e da energia eléctrica.
- Contribuição para a melhoria das condições ambientais, permitindo, nomeadamente, uma maior transparência na utilização de energias renováveis e endógenas bem como o planeamento e gestão dos recursos energéticos.

Por estrutura tarifária entende-se o conjunto de tarifas reguladas disponibilizadas a todos os clientes independentemente do seu modo de participação no mercado, o conjunto de termos de facturação das tarifas, as suas regras de cálculo, os preços associados, bem como as relações entre os termos e preços de uma mesma tarifa e entre os termos e preços das várias tarifas.

A definição e publicação da metodologia de cálculo das diversas tarifas reguladas assegurará estabilidade regulatória e transparência, contribuindo para a eficiência do mercado e para a confiança dos agentes.

O correcto funcionamento do mercado eléctrico exige a separação das actividades reguladas exercidas em regime de monopólio (transporte, distribuição, gestão comercial de redes, operação do sistema e operação do mercado) das actividades liberalizadas (produção e comercialização).

A actividade regulada de transporte de energia eléctrica inclui o estabelecimento, operação e manutenção das redes de transporte.

A actividade regulada de distribuição de energia eléctrica corresponde ao planeamento, estabelecimento, operação, manutenção e coordenação das redes de distribuição por forma a veicular a energia eléctrica dos seus pontos de recepção até aos clientes finais.

A actividade regulada de gestão comercial de redes inclui, nomeadamente, a contratação, a leitura, a facturação e a cobrança dos serviços associados ao uso de redes e a outros serviços ou pagamentos regulados.

A actividade regulada de operação do sistema inclui a coordenação técnica do sistema eléctrico por forma a garantir níveis adequados de qualidade, segurança e estabilidade.

A actividade regulada de operação do mercado inclui a coordenação comercial do mercado ibérico.

A actividade liberalizada de produção de energia eléctrica inclui a operação e manutenção dos centros electroprodutores e a geração de energia eléctrica para abastecimento dos consumos.

A actividade liberalizada de comercialização de energia eléctrica engloba as estruturas comerciais de venda de energia eléctrica aos clientes, bem como, designadamente, a contratação, a facturação e o serviço de cobrança de energia eléctrica, para além das estruturas comerciais de aquisição de energia eléctrica.

A definição do montante de proveitos de cada actividade regulada (transporte, distribuição, gestão comercial de redes, operação do sistema e operação do mercado), baseada numa alocação adequada de custos, garante a inexistência de subsidiasões cruzadas entre as várias actividades reguladas.

Para cada uma das actividades reguladas definem-se tarifas reguladas, calculadas por forma a que a sua aplicação às entregas a todos os clientes permita a recuperação dos proveitos previamente estabelecidos para cada actividade.

Para além da recuperação dos proveitos das actividades reguladas, através das respectivas tarifas reguladas, o sistema tarifário deverá permitir a recuperação de outros custos regulados, tais como os sobrecustos da produção de energia eléctrica em regime especial, os custos de transição para a concorrência, os pagamentos por garantia de potência e os custos com as autoridades de regulação. Para o efeito, estes custos regulados poderão ser recuperados através de uma tarifa regulada específica ou ser considerados no cálculo dos proveitos de uma das actividades reguladas.

As tarifas reguladas referidas correspondentes a diferentes actividades ou diferentes pagamentos poderão ser agregadas, reduzindo-se o número de tarifas a aplicar, mediante o estabelecimento e publicação de:

- Metodologia de agregação das várias tarifas reguladas, por forma a garantir a inexistência de subsidiasões cruzadas entre clientes.
- Metodologia de desagregação dos proveitos recolhidos, por actividade ou por tipo de pagamento, por forma a garantir a recuperação de todos os proveitos permitidos e a inexistência de subsidiasões cruzadas entre actividades ou pagamentos regulados.

Para cada tarifa regulada, as variáveis de facturação utilizadas e as suas regras de medição devem traduzir os encargos efectivamente causados pelo serviço fornecido a cada cliente ou pelo pagamento regulado previsto, permitindo uma adequada afectação de custos pelos vários clientes.

Para cada tarifa regulada, os preços das suas variáveis de facturação devem ter em consideração os custos marginais ou incrementais de fornecimento do respectivo serviço, garantindo-se que a estrutura de preços de cada tarifa regulada seja aderente à estrutura dos custos marginais ou incrementais, por forma a promover a eficiência na utilização da energia eléctrica e dos recursos associados.

Uma vez que tarifas reguladas, definidas com preços idênticos aos custos marginais ou incrementais, poderão não permitir a recuperação total dos proveitos de cada actividade ou serviço regulado, devem ser previstos escalamentos. Os preços idênticos ao valor dos custos marginais ou incrementais devem ser corrigidos por factores multiplicativos ou aditivos, ou seja escalados, de modo a que sejam proporcionados os proveitos permitidos em cada actividade regulada. Por forma a promover a eficiência económica, os escalamentos devem ser aplicados a cada termo tarifário de acordo com o inverso das suas elasticidades procura/preço e não por categorias de consumidores, salvaguardando a norma de que os preços devem ser independentes do destino dado à energia e garantindo-se a justiça do sistema tarifário.

A definição de tarifas reguladas relativas a outros pagamentos como os custos de transição para a concorrência deverão também ter em consideração as diferentes elasticidades procura/preço do consumo de energia eléctrica por período horário, não devendo ser estabelecidas por categorias de consumidores pelas razões atrás referidas.

Poderão ser necessários períodos transitórios para a inclusão nos sistemas tarifários de metodologias plenamente compatíveis com os princípios anteriormente expostos.

6.2 TARIFA DE ACESSO E TARIFAS DE USO DE REDE E OUTROS SERVIÇOS

A tarifa de acesso deverá ser obtida por adição das diversas tarifas de cada uma das actividades reguladas aplicáveis: uso da rede de transporte, usos da rede de distribuição por nível de tensão, gestão comercial de redes, operação do sistema, operação do mercado e outros pagamentos, tais como, incentivos à produção em regime especial, custos de transição para a concorrência, pagamentos por garantia de potência e custos com as autoridades de regulação.

Por razões de simplicidade estas tarifas deverão estar referidas a cada ponto de entrega, ou seja, o pagamento por cada um dos serviços regulados será obtido por aplicação da respectiva tarifa regulada às quantidades medidas no ponto de entrega do cliente.

Este modo de aplicação simples pressupõe que as tarifas reguladas, relativas a actividades ou serviços exercidos em níveis de tensão superiores ao nível de tensão de entrega, sejam convertidas para o nível de tensão de entrega. As regras de conversão deverão ser orientadas por uma metodologia clara,

transparente e pública, que reflecta a estrutura de custos de serviços regulados de montante, ao longo da cadeia de valor, pela consideração de factores de ajustamento para perdas.

Estas regras devem ter também 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*). Os diagramas de carga tipo devem ser definidos por opção tarifária independentemente dos diversos destinos dados à energia eléctrica em cada opção tarifária.

6.3 TARIFA INTEGRAL OU TARIFA DE VENDA A CLIENTES FINAIS

Durante o período transitório de 2003 a 2006 prevê-se a existência de tarifas reguladas de fornecimento de energia eléctrica a praticar pelos comercializadores regulados.

Estas tarifas reguladas corresponderão à evolução da actual tarifa integral ou da tarifa de venda a clientes finais, aplicando-se aos clientes não participantes no mercado. Estes clientes poderão ser clientes elegíveis que ainda não tenham exercido o seu direito de escolha de fornecedor.

As tarifas reguladas deverão, no curto prazo, evoluir para uma estrutura tarifária aderente à estrutura dos custos marginais de fornecimento de energia eléctrica e dos serviços associados por aplicação do princípio da aditividade tarifária a seguir detalhado.

6.4 ADITIVIDADE TARIFÁRIA

A tarifa integral ou tarifa de venda a clientes finais é obtida pela adição da tarifa de acesso, conforme definida no ponto 6.2, e das parcelas reguladas de aquisição de energia eléctrica e de comercialização.

A parcela regulada de aquisição de energia eléctrica (tarifa de energia e potência) deverá ter uma estrutura aderente à estrutura dos preços marginais verificados no mercado organizado. Esta tarifa regulada de energia e potência deverá permitir a recuperação dos custos com a aquisição de energia eléctrica para os fornecimentos aos clientes do comercializador regulado.

Devem ser previstos ajustamentos periódicos de preços para os clientes abastecidos pelos comercializadores regulados.

Para os clientes de BT, de menor dimensão e eventualmente mais preocupados com a estabilidade das tarifas, estes ajustamentos aos preços da tarifa de energia e potência poderão ser efectuados anualmente. Para os restantes clientes dos comercializadores regulados, os ajustamentos poderão ser efectuados com uma periodicidade inferior, reduzindo-se o eventual desfasamento entre os preços de

fornecimento de energia eléctrica destes clientes e os preços verificados no mercado. Estes ajustamentos da tarifa de energia e potência fomentarão a eficiência económica na utilização da energia eléctrica, uma vez que os sinais de preço serão rapidamente reflectidos nos preços de fornecimento destes clientes.

A parcela regulada de comercialização (tarifa de comercialização regulada) deverá ser estabelecida por forma a permitir a recuperação dos proveitos da actividade de comercialização de energia eléctrica sujeita a regulação e desenvolvida pelo comercializador regulado.

A aditividade tarifária deverá ser assegurada por preço médio, eliminando-se as subsidiasões cruzadas entre níveis de tensão e opções tarifárias, e por termo tarifário, eliminando-se as subsidiasões cruzadas entre os clientes de uma mesma opção tarifária. Só assim se garantirá um sistema tarifário transparente e justo que assegura a inexistência de subsidiasões cruzadas entre:

- Os clientes do comercializador regulado, por nível de tensão, opção tarifária e tipo de fornecimento.
- Os clientes que participam no mercado e aqueles que ainda não tenham exercido o direito de escolha de fornecedor.

6.5 TARIFA DE ÚLTIMO RECURSO

Com a generalização da elegibilidade a todos os clientes e após um período transitório de adaptação dos clientes ao funcionamento do mercado em que os comercializadores definem as tarifas em ambiente concorrencial, deverão ser estabelecidas tarifas de último recurso, nomeadamente para os clientes menos motivados a exercer o seu direito de escolha de fornecedor. Estas tarifas de último recurso teriam um carácter de preço máximo, resultando da evolução natural da tarifa integral ou tarifa de venda a clientes finais após o período transitório da sua aplicação.

A tarifa de último recurso corresponderá à aplicação conjunta das tarifas de uso de rede e outros serviços ou tarifas de acesso, do preço da energia eléctrica no mercado diário e de uma tarifa de comercialização de referência com preços superiores aos da comercialização exercida em ambiente concorrencial.

6.6 INFORMAÇÃO A PRESTAR AOS CONSUMIDORES

A informação é essencial para assegurar uma regulação eficaz. A informação completa e adequada permite estimular a concorrência, proporcionando incentivos às empresas e protecção aos consumidores, conquistando a confiança destes e dos demais agentes económicos.

Deverá, por isso, ser dada a possibilidade de desagregação da factura do cliente, mediante sua solicitação, pelos vários componentes tarifários regulados aplicáveis, por preço médio e por termo tarifário, como por exemplo: actividades reguladas de transporte, distribuição, gestão comercial de redes, operação do sistema e operação do mercado e ainda as parcelas relativas a outros pagamentos regulados, tais como os sobrecustos da produção em regime especial, os custos de transição para a concorrência, os pagamentos por garantia de potência e os custos com a regulação, para além das parcelas reguladas inerentes à aquisição de energia eléctrica e à actividade de comercialização desenvolvida pelo comercializador regulado.

7 COSTES DE TRANSICIÓN A LA COMPETENCIA E CONTRATOS DE AQUISIÇÃO DE ENERGIA

A liberalização da actividade de produção de energia eléctrica e a introdução de concorrência nesta actividade são fundamentais para a criação de um mercado eficiente e transparente. A transição para um sistema de mercado não deve negligenciar os compromissos anteriormente assumidos – o Marco Legal Estável em Espanha e os Contratos de Aquisição de Energia em Portugal – e deve acautelar a recuperação de eventuais custos ociosos que surjam na actividade de produção.

Em Espanha, estes custos, apelidados de custos de transição para a concorrência (CTC), foram já identificados e parcialmente recuperados. Em Portugal, estes custos serão identificados com a revisão dos contratos de venda em exclusivo dos produtores do Sistema Eléctrico de Serviço Público à REN, através dos quais lhes é assegurada a remuneração do investimento e o pagamento dos custos variáveis de produção.

A compatibilização das metodologias utilizadas para a determinação do valor total dos custos ociosos em cada país – resultantes da eventual redução dos ganhos dos agentes produtores ao passar para um ambiente de mercado, face aos que resultariam a manter-se a situação anterior – e dos mecanismos de recuperação destes valores assume grande relevância na criação de condições adequadas à construção de um mercado eficiente e sem distorções de concorrência, no qual os preços se estabeleçam livremente, constituindo um dos factores críticos para o sucesso do MIBEL.

Para que a recuperação de custos ociosos não altere as condições necessárias ao estabelecimento de uma concorrência saudável e efectiva, importa que o mecanismo de recuperação permita:

1. Não criar barreiras à entrada e à saída de novos produtores no sistema.

A existência de pagamentos explícitos, relativos a custos ociosos, aos produtores já instalados, constitui uma barreira à entrada de novos agentes, que não terão direito a esta retribuição. Pode constituir também uma barreira à saída, já que centrais de tecnologias pouco eficientes poderão continuar a operar no mercado com o objectivo de receber os custos ociosos.

2. O aparecimento de um número suficiente de agentes a operar no mercado.

Havendo barreiras à entrada de novos operadores, o número de agentes a operar no mercado pode revelar-se insuficiente para que o nível de concorrência seja adequado.

3. O escoamento da energia eléctrica da produção até ao consumo.

O acesso às redes e o pagamento das tarifas reguladas de acesso, assegura o escoamento da produção em termos físicos. No entanto, em termos comerciais, se a forma de pagamento dos custos ociosos nos dois países não for harmonizada, haverá uma diferenciação dos pagamentos que

poderá condicionar a capacidade de colocação do produto no mercado, provocando distorções de concorrência.

4. A formação eficiente de preços no mercado.

O mecanismo de retribuição dos custos ociosos não deve condicionar as estratégias de oferta dos produtores no mercado e deve permitir que os preços se estabeleçam livremente e sejam transparentes.

Se o mecanismo de recuperação dos custos ociosos estabelecer que o valor a recuperar é definido *a priori* e não é ajustado, os produtores oferecem livremente no mercado em concorrência, procurando maximizar os seus lucros.

Se o mecanismo estabelecer a possibilidade de ajustes *a posteriori*, de acordo com as receitas obtidas pelos produtores no mercado, os preços que se vierem a formar no mercado podem ser condicionados.

A metodologia de determinação do valor total dos custos ociosos a pagar aos produtores depende largamente do modelo organizativo anterior à liberalização e do tipo de compromissos que foram (ou serão) quebrados. Uma vez que, no novo regime, os produtores continuam a produzir e a vender energia, o valor a pagar deverá corresponder à diferença entre os proveitos expectáveis no anterior regime e os proveitos expectáveis no novo regime de abertura à concorrência.

No caso espanhol, essa metodologia foi já estabelecida legalmente. No caso português, os CAE definem de forma clara o valor dos proveitos expectáveis do produtor até ao final do contrato. A dificuldade reside na determinação dos proveitos expectáveis em regime de mercado, ou seja, na previsão dos preços do mercado.

Existem várias soluções para ultrapassar esta dificuldade. Uma solução possível consiste em definir *a priori* um preço de referência de mercado (como sendo a melhor previsão do preço de mercado) e *a posteriori* proceder a um ajuste ao valor global a receber com base nos preços de mercado reais. Caso o preço real de mercado seja superior ao preço de referência, considera-se que o produtor está já a receber parte dos CTC através do preço de mercado e, sendo assim, a diferença entre a receita que o produtor obteve no mercado e a que obteria se o preço de mercado fosse, em média, igual ao preço de referência, é subtraída ao valor total a receber no futuro.

Esta solução apresenta a vantagem de assegurar que os produtores recebem o valor que lhes é devido, mas pode condicionar a formação de preços no mercado. De facto, se o valor a receber for fixado como sendo a diferença entre o preço médio de mercado e o preço de referência, a compensação a receber nesse ano é aumentada ou reduzida, respectivamente, se o preço de mercado for inferior ou superior ao preço de referência. Assim, os produtores podem ter incentivos a elevar ou reduzir os preços de mercado em função da sua retribuição por CTC e da sua quota de mercado. Desta forma o mecanismo de pagamento dos custos ociosos condiciona o preço de mercado. No entanto, se o preço resultante no

mercado afectar somente a retribuição por CTC a receber no futuro, sem alterar o montante estabelecido para o próprio ano, não resulta evidente que se altere o comportamento competitivo do mercado.

Contudo, à medida que forem surgindo novos produtores no mercado, que não recebem por custos ociosos, e tendo estes produtores de recuperar os seus custos totais através do mercado, à parte a parcela de garantia de potência, a sua estratégia de actuação no mercado estará mais de acordo com a de um mercado livre e concorrencial, e os preços de mercado deixarão de estar condicionados pelos pagamentos dos custos ociosos.

Outra solução possível passa pela determinação da melhor estimativa para o preço de mercado, não prevendo ajustes *a posteriori* em função dos preços reais de mercado. Esta solução permite que os produtores ofereçam livremente no mercado e que os preços de mercado não sejam condicionados. Apresenta contudo, duas desvantagens: por um lado, o valor global a receber pelos produtores passa a ser incerto; por outro lado, caso o número de agentes instalados seja pequeno, o seu poder de mercado pode fazer subir os preços a níveis não eficientes.

Qualquer uma destas soluções exige a estimação do preço esperado futuro de mercado. A solução ideal de valorização dos custos ociosos a pagar aos produtores consiste em deixar que seja o próprio mercado a determiná-los. Para o caso dos CAE pode organizar-se um leilão destes contratos, na sequência do qual a REN cede a sua posição contratual a terceiros, que ficam detentores de uma capacidade de produção virtual. Os produtores vinculados continuam a receber o valor contratado e os agentes que adquiriram a posição contratual da REN passam a ser livres de actuar no mercado. O valor dos custos ociosos é dado pela diferença entre o valor do contrato e o valor oferecido em leilão. Neste caso, não é necessário proceder a ajustes *a posteriori* em função dos preços reais de mercado, o que permite que os preços de mercado não sejam condicionados.

Uma forma de mitigar os inconvenientes da solução em que se define *a priori* um preço de referência e se realiza um ajuste com base nos preços reais de mercado consiste em permitir o ajuste ao valor a receber pelos produtores com um período suficientemente alargado, ao fim do qual se faz o ajuste, de forma a não interferir com as estratégias de curto prazo das ofertas que os produtores colocam no mercado diário. De facto, os produtores sabem que o valor que vão receber será ajustado e igualará o montante acordado, mas sabem também que este ajuste será feito a prazo. Desta forma, surge um mercado equilibrado, no qual os preços não serão condicionados porque os produtores têm preferências por liquidez no curto prazo e farão as suas ofertas de forma a tentar recuperar o mais cedo possível parte dos custos ociosos através do preço de mercado e também não serão muito elevados porque os produtores sabem que o valor global que irão receber será ajustado a prazo.

A seguinte metodologia afigura-se como o melhor compromisso para o tratamento dos custos ociosos:

1. A anualização do montante a recuperar num prazo pré-definido em cada país.
2. A incorporação da anuidade na tarifa de acesso.

O montante a recuperar anualmente deve ser claramente identificado, de forma a assegurar a recuperação integral deste valor.

3. Caso se opte, em Portugal, pelo mecanismo em sem ajustes *a posteriori* ou pelo leilão, não haverá lugar a qualquer ajustamento até ao final do prazo pré-definido.
4. Caso se opte pelo mecanismo em que se define *a priori* um preço de referência e posteriormente se realiza um ajuste com base nos preços reais, como sucedeu em Espanha, haverá lugar ao ajustamento da anuidade ao fim do primeiro período de quatro anos (2003-2006).

Para o ajustamento da anuidade, procede-se à revisão do montante a recuperar no futuro em função dos preços que se têm formado no mercado e conseqüentemente do valor já recuperado pelos produtores através do mercado, de forma que preços reais inferiores ao preço de referência não originam pagamentos superiores ao previsto e receitas obtidas por preços reais superiores ao preço de referência diminuem as quantidades a cobrar no futuro.

Para o segundo período de quatro anos (2007-2010) o mecanismo repete-se, havendo de novo um reajuste no final do período, caso se revele necessário.

No que diz respeito ao actual sistema em Espanha, a metodologia e os desenvolvimentos propostos nos parágrafos anteriores respeitam o estabelecido na legislação espanhola.

8 MONITORIZAÇÃO DO FUNCIONAMENTO DO MERCADO

A estrutura empresarial do MIBEL caracteriza-se pela existência de quatro grupos empresariais que controlam a produção numa percentagem muito elevada (75% do regime ordinário) e cerca de 96% nas actividades de comercialização e distribuição. Adicionalmente ao grau de concentração nos negócios liberalizados, os grupos empresariais apresentam um grau elevado de concentração vertical, desenvolvendo actividades de produção, distribuição, comercialização e, em alguns casos, de transporte.

Esta situação constitui um evidente obstáculo potencial para o correcto funcionamento de um mercado concorrencial, se não forem estabelecidas medidas regulatórias que favoreçam o comportamento competitivo dos agentes. Deve assinalar-se que medidas similares às propostas para o MIBEL existem, ou existiram, noutros mercados eléctricos e noutros sectores em concorrência, cujo exemplo mais claro será o sector bancário e financeiro em geral, e que permitem, na opinião das autoridades de regulação, uma margem suficiente para o desenvolvimento de um mercado competitivo, que favoreça a eficiência na utilização de recursos no curto prazo e gere incentivos adequados para atrair o investimento necessário para satisfazer com segurança a procura futura.

As medidas que se propõem para favorecer o comportamento competitivo podem classificar-se em dois tipos: medidas *ex-ante* e medidas *ex-post*.

As medidas *ex-ante* permitem reduzir as possibilidades de uma disfunção do mercado antes que esta se produza, ao limitar a capacidade dos agentes de obter benefícios extraordinários ou de criar barreiras à entrada.

Pelo contrário, as medidas *ex-post* permitem corrigir desequilíbrios manifestados no funcionamento do mercado, adoptando-se numa fase posterior ao desenvolvimento do mercado. Este tipo de medidas deve ser aplicado apenas em situações muito evidentes de alteração do mercado, já que em muitas ocasiões não é possível corrigir os efeitos negativos produzidos sobre todos ou alguns dos agentes afectados. No entanto, também produzem um certo efeito de controlo do mercado, pelas consequências que, ainda que com atraso, se possam reflectir para os participantes caso se verifiquem actuações anti-competitivas.

8.1 MEDIDAS EX-ANTE

As medidas *ex-ante* podem dividir-se em dois tipos fundamentais: as que supõem acções sobre a estrutura de propriedade e gestão do sector e as que se referem a limitações das possibilidades de contratação e aumento da transparência no mercado.

As medidas propostas não abordam directamente os aspectos de concentração horizontal ou vertical, entendendo-se que estes aspectos excedem o conteúdo do mandato recebido pela CNE e pela ERSE relativamente ao desenvolvimento do modelo de organização do MIBEL. No entanto, a maioria das medidas propostas são motivadas precisamente pelo grau de concentração actualmente existente no sector, e podem ser revistas caso a concentração nas diferentes actividades do MIBEL venha a ser significativamente diferente da actual.

Embora todas as medidas propostas persigam fins complementares, estas podem classificar-se em dois grandes grupos: as dirigidas principalmente a aumentar a liquidez e transparência no mercado e as dirigidas expressamente a limitar as oportunidades de alteração dos preços.

Dentro do primeiro tipo de medidas, relevam-se as seguintes:

1. Publicitar os preços oferecidos pelos produtores através de contratação bilateral.

Os produtores estarão obrigados a publicar informação agregada sobre os preços aplicados para diversos prazos em contratações bilaterais. Desta forma, dispor-se-á de informação útil para os consumidores e comercializadores, evitando que os agentes mais pequenos fiquem em desvantagem sobre os maiores, que têm mais capacidade de obter ou estimar estes preços, e possibilitará o conhecimento público dos preços do mercado, enquanto não existir um mercado organizado a prazo com suficiente liquidez.

2. Limitação da duração dos contratos bilaterais.

Propõe-se inicialmente limitar a 2 anos a duração máxima dos contratos bilaterais celebrados, tanto entre produtores e comercializadores, como entre estes e os clientes finais. Com isto pretende-se aumentar a liquidez do mercado no médio prazo e evitar que se produzam contratações a muito longo prazo, com o efeito de fechar o mercado a novos competidores quando estes ainda não tenham desenvolvido actividades no MIBEL. Além disso, deste modo dota-se a regulação de maior capacidade de actuação perante ineficiências no mercado. Conforme a evolução do mercado, poderá ser ampliado o horizonte de contratação ou, inclusivamente, poderão ser eliminadas todas as restrições.

3. Limitação das penalizações aos consumidores por suspensão antecipada de um contrato.

Propõe-se limitar as penalizações a aplicar a um consumidor por cessar um contrato antecipadamente. Pretende-se um efeito complementar ao descrito no ponto anterior, que consiste em impedir que se eliminem as possibilidades de mudança de fornecedor dos consumidores finais.

4. Limitação à contratação bilateral entre empresas do mesmo grupo empresarial.

Por forma a garantir a liquidez do mercado, tanto organizado como bilateral, e evitar a possibilidade de fixação de preços discriminatórios pelos agentes dominantes, poderão, eventualmente, impor-se limites à quantidade de energia contratada bilateralmente entre empresas do mesmo grupo empresarial.

Como medidas destinadas a limitar as oportunidades de alteração dos preços, propõe-se estabelecer um controlo directo dos preços, através de preços máximos, ou através de declaração de custos de prestação do serviço, nos casos em que o serviço não se preste em condições de concorrência, como pode ser o caso da resolução de restrições técnicas no mercado espanhol, ou a contratação de alguns serviços de sistema em Portugal.

8.2 MEDIDAS EX-POST

Como actuação *ex-post* refira-se a imposição de sanções, ou, em algumas circunstâncias, a correcção dos resultados do mercado, quando se detectem práticas contrárias aos princípios de um mercado competitivo. Complementarmente, se as alterações detectadas revelarem falhas na concepção do mercado ou ausência de medidas *ex-ante* apropriadas, poderão ser introduzidas alterações na regulação sectorial.

A rápida detecção de qualquer alteração do funcionamento normal do mercado, é condição indispensável para poder adoptar medidas adequadas e evitar efeitos nocivos sobre os participantes no mercado, e em particular sobre os consumidores. Sugere-se por isso:

1. Acesso à informação do mercado por parte das autoridades de regulação.

As autoridades de regulação terão acesso total às quantidades e preços que resultarem das transacções no MIBEL, independentemente da modalidade de contratação, tanto a nível grossista como a nível de fornecimento ao consumidor final. Dispor desta informação é fundamental para poder detectar alterações do mercado, particularmente no que se refere ao tratamento homogéneo das transacções entre empresas pertencentes a um mesmo grupo empresarial.

2. Acompanhamento conjunto do mercado pela CNE e pela ERSE.

Propõe-se que a CNE e a ERSE realizem conjuntamente uma análise sistemática do funcionamento do mercado, adoptando, em cada caso, as medidas que sejam da competência de cada país.

3. Cooperação das autoridade de regulação com as Autoridades de Concorrência.

Determinados comportamentos não serão objecto da normativa eléctrica mas sim das autoridades que regulam a concorrência em ambos os países. Nestes casos, propõe-se a máxima cooperação entre as autoridades de regulação do sector eléctrico e as autoridades que regulam a concorrência.

8.3 SEGURANÇA DE ABASTECIMENTO

Para além da monitorização dos preços e do comportamento dos agentes, importa monitorizar a margem de reserva do sistema eléctrico da Península Ibérica, por forma a garantir a segurança do abastecimento de energia eléctrica no curto e no longo prazo.

Numa perspectiva de longo prazo, é necessário verificar se os investimentos em centrais de produção e na infra-estrutura de rede garantem a satisfação da procura com níveis adequados de segurança. Os investimentos na infra-estrutura de rede têm por base planos aprovados e publicados e são maioritariamente realizados por empresas reguladas actuando em regime de monopólio. Os investimentos em centros electroprodutores obedecem à lógica própria dos investidores neste sector e à percepção que eles têm das oportunidades de negócio.

Embora a existência de uma tarifa de garantia de potência, a pagar a todos os produtores que se encontrem efectivamente disponíveis, constitua um forte incentivo à construção de novas centrais eléctricas, nada garante que se atinja o nível necessário. Assim sendo, importa prever desde já mecanismos que permitam colmatar eventuais défices de investimento em produção, nos termos já propostos pela Comissão Europeia em Março de 2001.

9 GESTÃO TÉCNICA DO SISTEMA DE TRANSPORTE

9.1 GESTÃO TÉCNICA E DESENVOLVIMENTO DO MERCADO

A existência de oferta e de procura adequadas, em termos de preço e quantidade, não é condição suficiente para garantir o funcionamento eficiente de um mercado de electricidade. É também necessário dispor de um sistema de transporte e de distribuição com capacidade para veicular a energia eléctrica produzida nas centrais até aos centros consumidores, com níveis adequados de qualidade de serviço e segurança, por forma a permitir a concretização física das transacções comerciais programadas.

O sistema de transporte de energia eléctrica deve assegurar o trânsito de energia entre produtores e consumidores ao nível nacional e entre fronteiras com os países vizinhos. Como tal, assume um papel determinante para o desenvolvimento de um modelo de mercado transnacional como o MIBEL.

A gestão técnica do sistema de transporte compete aos Operadores de Sistema, um em cada país, e a gestão do sistema de distribuição compete às empresas de distribuição, na respectiva área geográfica. Em consonância com os comentários ao Documento de Discussão publicado pela CNE e pela ERSE, manter-se-à o actual modelo de operação do sistema de transporte com cada operador responsável pela área de controlo correspondente ao seu país.

A unificação dos mercados de energia eléctrica dos dois países apresenta a vantagem de otimizar globalmente o perfil de produção de energia eléctrica no espaço ibérico. Desta forma, é obtida uma solução mais eficiente do que a que resultaria da optimização em mercados separados.

Dentro da mesma perspectiva de melhorar a eficiência do sistema, reconhece-se a importância de otimizar globalmente as redes de transporte dos dois países, tanto no médio prazo (planeamento) como no curto prazo (exploração). Assim, no “Protocolo de Colaboração entre as Administrações Espanhola e Portuguesa para a criação do Mercado Ibérico de Electricidade” os Operadores de Sistema dos dois países, Red Eléctrica de España (REE) e Rede Eléctrica Nacional (REN), são incumbidos das seguintes tarefas:

- “... coordenarão o planeamento e a expansão das redes de transporte de electricidade, desenvolvendo para o efeito o intercâmbio regular e fluido de informação em relação aos cenários previstos, às metodologias aplicadas e à situação real de funcionamento das redes, elaborando uma proposta de previsão de cobertura da “procura” e de planificação conjunta da rede ibérica...”;
- “... a elaboração de procedimentos harmonizados que permitam a exploração conjunta dos dois sistemas em condições óptimas de eficiência, economia e segurança...”;

- “... deverão apresentar, até 31 de Abril de 2002, um plano detalhado de implementação das medidas técnicas e organizativas necessárias para entrada em funcionamento do Mercado Ibérico de Electricidade em 1 de Janeiro de 2003...”.

9.2 COORDENAÇÃO DO PLANEAMENTO E DA EXPANSÃO DAS REDES DE TRANSPORTE

O planeamento da expansão das redes de transporte tem por objectivo assegurar a existência de capacidade nas redes para o trânsito de energia eléctrica, com níveis adequados de qualidade de serviço e segurança. Para tal, o planeamento simula um conjunto de situações típicas de funcionamento previsional das redes ao longo de um horizonte de médio prazo, com base em cenários para a evolução dos consumos e para a ligação de novos centros electroprodutores.

A elaboração de um plano de expansão devidamente coordenado, com metodologias e cenários harmonizados, permite otimizar a rede de transporte ibérica no médio prazo. As regras de aprovação desse plano, que terá de ser avaliado conjuntamente pelas autoridades competentes nos dois países, pois qualquer limitação que possa ser imposta em um dos países poderia afectar a congruência do conjunto ou diminuir a valia de obras aprovadas no outro país, devem ser definidas e publicadas.

9.3 EXPLORAÇÃO COORDENADA DAS REDES DE TRANSPORTE

A exploração de forma coordenada das redes de transporte de Espanha e Portugal exige o desenvolvimento de critérios e procedimentos harmonizados entre a REE e a REN que tenham em conta o modelo de mercado, por forma a que a implementação do MIBEL seja consistente e passível de um eficiente tratamento técnico.

Nesta estrutura de operação, cada operador de sistema é responsável pela gestão da respectiva área de controlo, correspondente à rede Espanhola e à rede Portuguesa. Importa referir que a existência de duas áreas de controlo, com critérios de exploração harmonizados, irá permitir o desenvolvimento integrado mas eventualmente diferenciado dos dois sistemas.

Nesse sentido, os Operadores de Sistema devem elaborar e publicar um Manual de Procedimentos de Operação do Sistema Ibérico, a aprovar pelas autoridades de regulação. Este manual incluirá o conjunto de matérias essenciais para o funcionamento coordenado das redes de transporte, nomeadamente os que em seguida são descritos.

9.3.1 HARMONIZAÇÃO DOS SERVIÇOS DE SISTEMA

No domínio dos serviços de sistema torna-se necessário harmonizar a definição de serviços de sistema voluntários e obrigatórios, bem como definir a entidade que deve ser responsável por planear e assegurar esses serviços, tendo em conta a necessidade de aumentar a progressiva utilização partilhada em alguns domínios.

Em cada área de controlo, o respectivo operador funcionará como comprador único de serviços de sistema, sendo, contudo, importante harmonizar as metodologias para a remuneração dos serviços de sistema em cada área de controlo e quais os serviços a ser contratados em mercado e em que horizonte temporal, nomeadamente os serviços de reserva secundária e terciária.

Os serviços de sistema serão divididos em obrigatórios e voluntários, utilizando-se mecanismos de contratação compatíveis em ambos os sistemas eléctricos. Assim, será adoptada a seguinte formulação:

- A reserva primária constitui um serviço obrigatório, não remunerado, à semelhança do que ocorre actualmente.
- O fornecimento de reserva secundária deve ser voluntário, sujeito a mecanismos de mercado. Após definido pelo Operador de Sistema, para cada hora, o nível de reserva necessário, deve proceder-se à identificação dos provedores desse serviço para a satisfação das necessidades de reserva a subir e a descer (utilizando eventualmente critérios definidos pela UCTE).
- O fornecimento de reserva terciária deve também ser sujeito a mecanismos de mercado, tendo em conta os níveis de reserva a definir pelos Operadores de Sistema.
- O fornecimento de potência reactiva deve, na medida do possível, ser baseado em mecanismos de mercado, considerando que poderão ser estabelecidos requisitos mínimos obrigatórios para os agentes, por motivos de segurança do sistema.

A procura poderá ser envolvida na prestação de reserva terciária por via da celebração de contratos de interruptibilidade.

É necessário prever um mecanismo para os Operadores de Sistema poderem contratar o serviço de regulação, para compensar desequilíbrios entre a produção e o consumo de energia eléctrica, nomeadamente os resultantes de desvios aos programas de contratação.

A criação de um mercado de gestão de desvios constitui uma solução eficiente para a contratação do serviço de regulação, permitindo a concorrência entre os agentes para o fornecimento desse serviço. Para esse efeito, há que definir:

- a remuneração dos fornecedores do serviço;

- a atribuição do custo do serviço pelos consumidores e produtores, incluindo a definição de margens de desvio.

A forma de imputação de custos dos serviços de sistema e sua gestão necessita também de ser harmonizada, sendo razoável que estes custos sejam incluídos no cálculo de uma tarifa de uso global do sistema.

Nos próximos anos, face à experiência obtida e em particular após a entrada em funcionamento da linha “Alqueva-Balboa”, serão revistos os procedimentos de operação e considerar-se-á a possibilidade de integrar os processos de operação do sistema.

9.3.2 CÁLCULO DAS CAPACIDADES DE INTERLIGAÇÃO

À semelhança do exposto anteriormente acerca do plano de expansão da rede de transporte, a harmonização das metodologias, dos critérios de segurança e dos cenários adoptados deverá contribuir para a maior robustez e confiabilidade das previsões da capacidade de interligação.

A melhoria da previsão da capacidade terá um valor acrescentado tanto mais importante quanto mais escasso seja o recurso em causa. Assim, face ao cenário de reforço das interligações calendarizado no Protocolo, esta matéria deve sofrer uma evolução rápida durante o ano em curso, por forma a haver uma metodologia consolidada em Janeiro de 2003.

9.3.3 RESOLUÇÃO DE CONGESTIONAMENTOS

A resolução coordenada de congestionamentos é um dos processos de operação cujo funcionamento com regras transparentes e não discriminatórias definidas pelos Operadores de Sistema é fundamental para a confiança dos agentes no arranque do MIBEL.

Os mecanismos de resolução de congestionamentos a adoptar em diferentes horizontes temporais terão de ser desenvolvidos de forma concertada, pelo impacto que as soluções a adoptar terão no funcionamento do MIBEL. Nomeadamente, podem ser identificadas diferentes formas de gerir o problema, tais como: leilões de capacidade, *market splitting*, *counter-trading* e redespacho. Estes métodos foram objecto de descrição pormenorizada no Documento de Discussão do MIBEL.

Os congestionamentos podem ser classificados em função das áreas de controlo que afectem, a saber:

- internos, afectando apenas uma área de controlo;
- inter-áreas, afectando as duas áreas de controlo do MIBEL (interligação de Espanha com Portugal);

- extra-áreas, afectando áreas de controlo externas ao MIBEL (interligação de Espanha com França ou Marrocos).

A resolução de congestionamentos internos compete ao Operador de Sistema da área de controlo afectada. As alterações a introduzir nos programas de contratação devem resultar de mecanismos de mercado para redespacho.

A selecção dos métodos a utilizar para a resolução de congestionamentos inter-áreas depende do modelo de mercado e das formas de contratação previstas. O modelo de mercado compreende contratação bilateral e mercado diário. Preferencialmente, devem ser utilizados mecanismos de mercado para a resolução de congestionamentos que não promovam discriminação entre os agentes ou entre as formas de contratação previstas e que assegurem a maior transparência ao processo de rateio da capacidade. Assim, devem ser previstos mecanismos de leilão de capacidade e de *market splitting*, compatíveis com a contratação bilateral e os mercados organizados. Em tempo real, os Operadores de Sistema poderão utilizar mecanismos de redespacho coordenado (*counter-trading*), sempre que a capacidade de interligação sofra reduções que não permitam a execução de todas as transacções comerciais aceites através dos mecanismos anteriores.

Os leilões de capacidade poderão ter vários prazos, por exemplo: anual, trimestral, mensal, semanal e diário. Nestes leilões as quantidades licitadas serão firmes e será aplicado o princípio “*use it or lose it*”, havendo que decidir o valor da capacidade a reservar para colocar em leilão anual e se vai ser colocada capacidade adicional nos leilões de prazos mais reduzidos.

O *market splitting* corresponde à separação do mercado em duas áreas de preço, em caso de ocorrência de restrições de capacidade na interligação.

Dado que o mercado a prazo e a contratação bilateral concorrem com o mercado diário para a capacidade de curto prazo há que estabelecer uma forma justa de repartição desta capacidade.

Relativamente à resolução de congestionamentos extra-áreas, os Operadores de Sistema, com base nos princípios estabelecidos pelas autoridades de regulação para esse efeito, devem acordar com o Operador de Sistema da área de controlo externa afectada os mecanismos de tratamento dos congestionamentos nesta interligação que promovam a atribuição da capacidade de forma transparente, eficiente e não discriminatória entre agentes ou entre formas de contratação. O referido acordo deve ser sujeito a aprovação pelas autoridades de regulação, no tocante à sua compatibilidade com os princípios do modelo de mercado ibérico.

9.3.4 SINAIS DIFERENCIADOS DE PERDAS NO SISTEMA

Relativamente às perdas nas redes, interessa avaliar a possibilidade de, a médio prazo, incluir nas tarifas de acesso componentes específicas associados às perdas no sistema, por forma a incluir diferenciação zonal com eventual discriminação por período horário e nível de tensão. Estas componentes serão aplicáveis quer a produtores, quer a consumidores.

9.3.5 INFORMAÇÃO RELEVANTE

Importa ainda definir o tipo de informação relevante a divulgar para um funcionamento transparente dos operadores, nomeadamente planos de expansão da rede, capacidades de interligação em horizontes diários, semanais e até sazonais, capacidades disponíveis para ligação de novos centros produtores ou consumidores, restrições de redes, contingências e níveis de segurança requeridos.

Os operadores das redes devem empenhar-se na divulgação dos sinais orientadores da expansão da rede de transporte, disponibilizando os meios que permitam aos agentes uma escolha racional e fundamentada da sua localização, nomeadamente informação relativa à capacidade nodal ou zonal das redes disponível para a recepção de nova produção ou consumo, num horizonte de médio prazo, ou à probabilidade de eventuais limitações de produção (*constrained-on* ou *constrained-off*) ou de consumo (interrupção de consumos).

Recomenda-se a publicação anual conjunta da caracterização das redes de transporte ibéricas.

10 PRODUÇÃO EM REGIME ESPECIAL

Para além dos produtores em regime ordinário, existem os Produtores em Regime Especial (PRE) a quem é atribuída uma licença especial de produção, por explorarem energias renováveis (nomeadamente em instalações mini-hídricas, parques eólicos, centrais de biomassa, centrais solares ou de aproveitamento da energia das ondas) ou instalações de cogeração. A energia produzida por estes produtores é remunerada em Portugal através de tarifas fixas pré-definidas e em Espanha adoptando uma metodologia baseada num preço médio da *pool* acrescido de um prémio por tecnologia.

10.1 INCENTIVOS À PARTICIPAÇÃO DOS PRODUTORES EM REGIME ESPECIAL NO MERCADO

Face ao elevado grau de penetração destes produtores no sistema eléctrico Ibérico, importa analisar a adaptação dos actuais sistemas de incentivos por forma a facilitar a sua inserção efectiva no mercado, nomeadamente através da criação de um mercado ibérico de certificados verdes.

10.2 DISTINÇÃO ENTRE INSTALAÇÕES CONTROLÁVEIS E NÃO CONTROLÁVEIS

A gestão técnica da PRE por parte dos Operadores de Sistema deve constituir uma das preocupações fundamentais por forma a assegurar a sua progressiva e eficiente integração no Mercado Ibérico de Electricidade. Conforme já se mencionou, estes produtores são remunerados fora do mercado, mas o seu funcionamento exige que a energia por eles produzida seja contabilizada para efeitos da operação comercial e técnica do sistema.

Assim, para permitir uma gestão técnica eficiente do sistema importa definir e caracterizar os PRE em instalações de produção *controláveis* e não *controláveis*, explorando conceitos de despachabilidade, com o objectivo de disciplinar este tipo de produção e conseguir um comportamento global mais eficaz relativamente à gestão de desvios. As instalações *controláveis* serão aquelas onde é possível controlar nomeadamente a produção de potência activa, podendo ser consideradas como tal algumas das instalações de co-geração e de biomassa de maior dimensão e algumas mini-hídricas. As restantes instalações de produção, nomeadamente as associadas à exploração de energia eólica, solar e vagomotriz serão consideradas como *não controláveis* e como tal não despacháveis.

As instalações *controláveis* deverão participar no MIBEL utilizando as formas de contratação existentes. Admite-se que, dada a menor dimensão empresarial associada às entidades gestoras destas unidades produtoras, estas instalações possam apresentar as suas ofertas de venda através de agentes agregadores, a caracterizar a curto prazo.

10.3 PREVISÃO DA PRE NÃO CONTROLÁVEL

Relativamente às instalações *não controláveis* julga-se necessário começar por desenvolver procedimentos de previsão de produção, por posto horário, para horizontes de tempo coincidentes com os períodos de funcionamento do mercado. O nível de agregação de PRE na elaboração destas previsões em cada área de controlo e o grau de discretização dessa informação (caracterização da produção por nó da rede de transporte) necessitam assim de ser cuidadosamente avaliados.

Estas previsões poderão ser da responsabilidade de agentes agregadores deste tipo de produção que deverão explorar nomeadamente informação de carácter meteorológico, histórica e outra que se considere relevante para o efeito.

10.4 FORMAS DE PARTICIPAÇÃO NO MERCADO

Relativamente à participação da PRE no mercado, é necessário aprofundar os seguintes aspectos:

- Forma de participação no mercado diário da PRE *não controlável*.
- Avaliação da possibilidade da PRE poder vir a fornecer no futuro alguns serviços de sistema (nomeadamente reserva primária, secundária e controlo de tensão e potência reactiva).
- Gestão técnica dos desvios provocados no sistema e sua valorização económica.
- Garantia de potência.

11 ACTIVIDADES NECESSÁRIAS À IMPLEMENTAÇÃO E DESENVOLVIMENTO DO MIBEL

11.1 ACTIVIDADES PREVISTAS PARA 2002

Listam-se em seguida as actividades a desenvolver durante o ano de 2002, por forma a garantir a entrada em funcionamento do MIBEL em 1 de Janeiro de 2003:

1. Constituição do “Comité de Regulação do MIBEL”, formado pelas autoridades de regulação dos dois países.
2. Explicitação da metodologia para a retribuição dos “Costes de Transición a la Competencia” e para a compensação aos produtores vinculados, tornada necessária pela revisão dos Contratos de Aquisição de Energia existentes em Portugal.
3. Constituição dos comercializadores regulados.
4. Constituição do OMI.
5. Constituição do “Comité de Gestão Técnica do Sistema”.
6. Especificação e implementação do sistema de informação que permita a recolha, tratamento e armazenamento de todas as medidas necessárias ao correcto funcionamento do mercado ibérico e ao exercício do direito de escolha de fornecedor por parte de todos os consumidores.
7. Definição da tarifa de Garantia de Potência e do mecanismo de retribuição dos produtores.
8. Explicitação da metodologia de determinação da tarifa regulada a ser aplicada pelos comercializadores regulados.
9. Desenvolvimento da metodologia de aquisição de energia pelos comercializadores regulados.

Relativamente ao relacionamento entre consumidores e comercializadores:

10. Definição de procedimentos harmonizados de mudança de comercializador.
11. Estabelecimento de especificações técnicas harmonizadas de equipamentos e sistemas de telecontagem.
12. Definição de protocolos de comunicação para normalização da transmissão de dados de contagem de energia.
13. Harmonização da codificação dos equipamentos de medida.

A troca de informação de carácter técnico e comercial em distintos níveis de funcionamento do MIBEL é condição necessária para possibilitar de forma transparente a supervisão e controlo do mercado e do sistema eléctrico (por exemplo no que concerne à verificação de limites de contratação, avaliação dos

mecanismos de formação de preços e garantia de acesso às redes). Relativamente à disponibilização desta informação por parte de alguns dos actores principais (OMI, Operadores de Sistema, Produtores e Comercializadores) aos diferentes agentes participantes no MIBEL, será necessário clarificar aspectos relativos à periodicidade de divulgação e aos conteúdos de:

14. Informação agregada sobre preços em contratos bilaterais estabelecidos em diversos prazos.
15. Mecanismos de divulgação periódica de informação associada ao funcionamento dos Operadores de Sistema e do OMI.
16. Caracterização das redes de transporte, com informação detalhada sobre elementos constituintes do sistema.
17. Informação de carácter técnico a disponibilizar pelos produtores aos Operadores de Sistema e às autoridades de regulação.
18. Informação com origem nos comercializadores e destinada aos consumidores, nomeadamente, tarifas, preços médios e condições contratuais típicas.
19. Informação a incluir, de forma desagregada, nas facturas da energia fornecida pelos comercializadores aos consumidores finais.
20. Informação a disponibilizar pelos produtores e comercializadores aos Operadores de Sistema, OMI e autoridades de regulação.

Por forma a definir o funcionamento do OMI e dos Operadores de Sistema, será necessário estabelecer um conjunto de regras relativas à definição e concepção de:

21. Procedimentos de adesão ao OMI.
22. Minutas dos Contratos de Adesão dos Agentes de Ofertas.
23. Funcionamento dos mercados de produtos a prazo, diário e intradiário.
24. Procedimentos e regras de cálculo das capacidades de interligação, a publicitar.
25. Procedimentos detalhados de gestão de congestionamentos nas interligações.
26. Procedimentos harmonizados para comunicação entre OMI e Operadores de Sistema, para situações de exploração normal e de emergência.
27. Procedimentos para a operação do OMI, que conduzirão posteriormente a um Manual de Procedimentos do OMI, a aprovar pelas autoridades de regulação.
28. Procedimentos harmonizados de operação dos Operadores de Sistema, que conduzirão posteriormente ao Manual de Procedimentos de Operação do Sistema Ibérico, a aprovar pelas autoridades de regulação.
29. Procedimentos harmonizados de comunicação aos Operadores de Sistema dos programas de produção de cada unidade produtora.

30. Mecanismos harmonizados de funcionamento dos mercados de serviços de sistema a gerir pelos Operadores de Sistema (reserva secundária e terciária) e definição de mecanismos de contratação dos serviços de sistema.
31. Mecanismos de liquidação de serviços de sistema.
32. Procedimentos harmonizados de gestão de interruptibilidade assimilada a reserva terciária.
33. Procedimentos de gestão de desvios, envolvendo nomeadamente o tratamento da definição das margens de incumprimento e a harmonização da valorização económica dos desvios.
34. Procedimentos de liquidação das transacções comerciais efectuadas no OMI.

Relativamente à actividade dos comercializadores é necessário definir:

35. As entidades responsáveis pelo registo e manutenção das listas actualizadas de consumidores de cada comercializador.
36. Prazos mínimos de permanência dos consumidores dentro de uma modalidade de contratação e sob a mesma relação contratual.
37. Formas de actualização das tarifas reguladas.
38. Mecanismos de controlo da actividade dos comercializadores regulados e outros comercializadores, envolvendo a definição de procedimentos de resolução de conflitos

11.2 ACTIVIDADES PREVISTAS PARA 2003 E ANOS SEQUENTES

Apresentam-se seguidamente um conjunto de questões que poderão ser objecto de desenvolvimento posterior no âmbito da implementação do Mercado Ibérico de Electricidade. Estas questões apresentam graus de complexidade e níveis de urgência distintos, que estão associados, por um lado à implementação prática do MIBEL, e por outro à definição do seu modelo final. Entre estas questões são de referir:

1. Criação de um mercado de derivados financeiros.
2. Definição da tarifa de último recurso.
3. Implementação de mecanismos de monitorização da margem de reserva.
4. Criação de um mercado de certificados verdes.

Relativamente à participação da PRE no MIBEL, importa clarificar as seguintes questões:

5. Definição de critérios de controlabilidade das instalações.
6. Estabelecer linhas mestras para o desenvolvimento de procedimentos e mecanismos de previsão da PRE *não controlável*.

7. Tratamento técnico da participação da PRE *não controlável* no mercado, envolvendo a definição de mecanismos de comunicação de ofertas de produção.

12 PONTOS À CONSIDERAÇÃO DOS GOVERNOS DE ESPANHA E DE PORTUGAL

Conscientes da sua responsabilidade para o sucesso do MIBEL, a CNE e a ERSE entendem ser seu dever pôr à consideração dos Governos de Espanha e Portugal alguns pontos não contemplados explicitamente no Protocolo de 14 de Novembro de 2001 e que necessitam de decisão urgente:

a) Constituição do Operador de Mercado Ibérico

O Operador de Mercado Ibérico (OMI) deverá desenvolver as plataformas necessárias ao desenvolvimento de mercados organizados (diário, intradiário, a prazo), proceder à sua implementação, teste e divulgação, de forma a permitir o arranque do MIBEL em 1 de Janeiro de 2003.

Importa que os procedimentos a adoptar sejam transparentes e simples, aproveitando e simplificando para o efeito a experiência acumulada pelo OMEL. É igualmente importante que os procedimentos de comunicação e interacção do OMI com os operadores de sistema sejam claros e conduzam à máxima eficiência dos mercados no respeito pelos critérios de segurança estabelecidos.

O OMI deverá também constituir no seu seio uma unidade independente para estudar e lançar, após Janeiro de 2003, instrumentos financeiros de cobertura de risco, associados aos mercados organizados. Esta actividade poderia eventualmente ser exercida em regime de exclusividade pelo OMI durante o primeiro período de regulação (2003-2006).

b) Organização da elegibilidade dos consumidores de baixa tensão

É recomendável o alargamento simultâneo da elegibilidade a todos os consumidores em ambos os países. Para que o MIBEL funcione plenamente com sucesso, importa que o sistema que vier a ser introduzido facilite a mudança de fornecedor – por exemplo, tempos breves para a mudança, liquidações rápidas e certas, custos de transacção reduzidos, em condições idênticas para todos os consumidores Espanhóis e Portugueses.

As medidas técnicas e organizacionais necessárias ao exercício da elegibilidade por cerca de 25 milhões de consumidores revestem grande complexidade e implicam custos importantes. Seria recomendável que os operadores das redes de transporte e de distribuição apresentassem conjuntamente à CNE e à ERSE, com a máxima brevidade possível, uma proposta detalhada e quantificada para a implementação das medidas técnicas e organizacionais necessárias, tendo em conta os trabalhos preliminares já realizados nesse sentido.

c) Supervisão do MIBEL

A supervisão eficaz do MIBEL requer uma estreita colaboração entre várias autoridades reguladoras de Espanha e Portugal. Na fase inicial, sugere-se que a supervisão do MIBEL em geral e a regulação do OMI em particular, sejam realizadas conjuntamente pela CNE e pela ERSE, entidades melhor colocadas para actuar e reagir com rapidez graças ao conhecimento específico que têm do

sector eléctrico e dos seus principais actores, através de um “Comité de Regulação do Mercado Ibérico de Electricidade”.

d) Liberalização do mercado de gás natural

Para que a concorrência entre produtores de energia eléctrica a partir de gás natural, nomeadamente em instalações de ciclo combinado, não seja falseada, é indispensável que as condições de acesso à infra-estrutura de transporte de gás natural em Espanha e Portugal sejam equivalentes. Assume assim carácter de grande urgência o “estudo da convergência dos mercados de gás natural de ambos os países” referido no artigo 1.º do Protocolo de 14 de Novembro de 2001, com vista a garantir “uma adequada coordenação entre a liberalização dos mercados de electricidade e de gás natural”.

e) Harmonização das condições da produção em regime especial e dos aproveitamentos hidroeléctricos em cascata

Sendo a produção em regime especial chamada a desempenhar um papel crescentemente importante na cobertura da procura de energia eléctrica na Península Ibérica, importa que os mecanismos competitivos e os incentivos utilizados em Espanha e Portugal sejam coerentes e não distorçam a concorrência no MIBEL.

A existência de aproveitamentos hidroeléctricos de diferentes proprietários em cascata, isto é, utilizando no todo ou em parte o mesmo fluxo hídrico para a produção de energia eléctrica, coloca algumas dificuldades à operação eficiente do mercado e do próprio sistema eléctrico. Seria útil que os procedimentos de utilização dos recursos hídricos fossem explicitados pelas Administrações de Espanha e Portugal, desejavelmente com base em propostas elaboradas pelas empresas proprietárias de centrais hidroeléctricas mas tendo também em conta objectivos de política ambiental e de política de gestão da água, por forma a tornar perfeitamente transparente e não discriminatória a gestão da produção de energia hidroeléctrica.

f) Fiscalidade

Importa harmonizar a fiscalidade aplicável às empresas e aos consumidores de energia eléctrica em Espanha e Portugal, eliminando potenciais distorções da concorrência nos mercados energéticos.