

## **Mercado Ibérico de Electricidade**

**Resposta da REN, S.A.**

**ao**

**“Documento de Discussão” da ERSE e da CNE**

**Lisboa, Janeiro de 2002**

## ÍNDICE

	Pág.
1 - Introdução.....	3
2 - Critérios Gerais para a Elaboração do Modelo de Organização do Mercado Ibérico .....	4
3 - Aspectos Estruturais dos Sectores.....	8
3.1 - Separação das actividades reguladas e não reguladas.....	8
3.2 - Concentração empresarial no sector eléctrico .....	8
3.3 - Pagamentos aos produtores de energia eléctrica .....	8
3.4 - Produtores a partir de energias renováveis e co-geradores.....	9
4 - Entidades Intervenientes no Mercado Ibérico.....	10
5 - Organização do Mercado Grossista .....	11
5.1 - Modalidades de relacionamento comercial .....	11
5.2 - Mercado de serviços de sistema .....	13
5.3 - Garantia de abastecimento e interruptibilidade .....	14
5.4 - Mercados de negociação a prazo.....	15
5.5 - Procedimentos de actuação no mercado .....	16
5.6 - Relacionamentos entre operadores de sistema e a IPEX .....	17
5.7 - Divulgação de informação relevante para o mercado .....	18
6 - Mercado Retalhista .....	20
6.1 - A obrigação de abastecimento .....	20
6.2 - Acerto de contas.....	20
7 - Operação do Sistema.....	21
7.1 - Relacionamento entre operadores de sistema .....	21
7.2 - Resolução de congestionamento nas redes.....	21
7.3 - Perdas de energia eléctrica .....	22
8 - Outras Questões.....	23
8.1 - Tarifas de uso das redes.....	23
8.2 - Gestão global do sistema.....	23
8.3 - Harmonização dos indicadores de qualidade de serviço.....	23
8.4 - Normalização contabilística.....	24

## 1. INTRODUÇÃO

No âmbito do protocolo assinado a 14 de Novembro de 2001 entre as administrações portuguesa e espanhola, para a criação e desenvolvimento do Mercado Ibérico de Electricidade, as autoridades de regulação dos sectores eléctricos de ambos os países ficaram incumbidas de apresentar, até 31 de Março de 2002, uma proposta de modelo organizativo, devendo contar com a participação dos vários agentes interessados no desenvolvimento daquele mercado, nomeadamente, associações de consumidores, produtores, distribuidores, comercializadores, operadores de sistema e operadores de mercado.

Assim, a *Entidade Reguladora do Sector Eléctrico (ERSE)* e a *Comisión Nacional de Energía (CNE)* submeteram à apreciação daqueles agentes, em Dezembro de 2001, o “Documento de Discussão – Mercado Ibérico de Electricidade”.

A REN, S.A., detentora, em Portugal, da concessão de serviço público do transporte de energia eléctrica e da gestão global do sistema, está profundamente envolvida, a vários níveis, no desenvolvimento do Mercado Ibérico de Electricidade.

Atendendo às diferenças organizativas dos dois sectores eléctricos e também ao diferente grau de maturidade dos dois sectores do gás natural, a definição de possíveis modelos de evolução do Mercado Ibérico de Electricidade constitui um desafio para todos os intervenientes no processo. A REN, S.A., na apreciação do documento em causa, tem em conta estas condicionantes, sem deixar de transmitir, em cada uma das questões colocadas, nos casos considerados relevantes e adequados, a sua posição.

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

A REN concorda com a posição de realismo e pragmatismo na solução de partida, manifestada logo no início do documento:

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

Assim, referem-se os principais pressupostos para a construção do Mercado Ibérico de Electricidade:

- O Mercado Ibérico de Electricidade assentará na contratação bilateral física entre agentes compradores e vendedores de ambos os países e na possibilidade de acesso dos mesmos agentes a uma Bolsa Ibérica de Electricidade (Iberian Power Exchange Market) - IPEX.
- É indispensável que do mecanismo encontrado resulte a total reciprocidade de direitos e deveres dos agentes de cada um dos países ibéricos.
- A empresa operadora da IPEX deverá ser participada pelos vários agentes do Mercado Ibérico de Electricidade, parecendo conveniente que a REN e a REE, enquanto Operadores de Sistema (Despacho, Aquisição de Serviços de Sistema e de Energia de Desvios, Validação de Programas, Acerto de Contas de Desvios e Operação da Rede Transporte e Interligação) detenham, em proporção adequada, o correspondente controlo accionista.
- Manter-se-ão as duas actuais áreas de controlo de cada um dos dois Operadores dos Sistemas, com as correspondentes obrigações de garantia de segurança do abastecimento de energia eléctrica nos respectivos espaços de actuação.
- Sendo os Operadores de Sistema os responsáveis pela segurança de abastecimento, só eles detêm o “know-how” e a tecnologia necessários a esse fim e só a eles poderá caber a validação dos CBF’s, em conjugação com a contratação que lhes seja comunicada relativamente à IPEX.

- Tendo em atenção o papel que as reservas hidroeléctricas desempenham em cada um dos dois sistemas eléctricos, em termos da garantia de segurança do abastecimento a curto e médio prazo, será de prever que cada Operador de Sistema tenha capacidade de intervenção na definição de reservas mínimas a manter em cada bacia hidroeléctrica.
- É indispensável que seja adoptada a prática de não discriminação em relação à garantia de abastecimento.

A garantia de abastecimento proporcionada aos vários consumidores depende apenas de circunstâncias físicas, globais ou locais, dos sistemas de produção-transporte-distribuição.

O alargamento da liberalização do mercado final de electricidade, a eventualidade da concentração da contratação da compra em comercializadores, da gestão de congestionamentos e dos critérios de segurança poderem obrigar a alterações aos programas de produção inicialmente propostos, tornam inevitável o reconhecimento de que todos os clientes estarão sujeitos ao mesmo regime de garantia de abastecimento.

- A garantia de abastecimento depende de dois aspectos interrelacionados.

No curto prazo, depende da existência de meios de Serviços de Sistema — entendidos no sentido de reserva (girante, quente ou fria) da potência despachável — e na possibilidade de se efectuar regulação secundária sobre esses meios. Não poderão ser considerados como serviços de sistema aspectos relacionados com a regulação primária dos grupos geradores, a que todos os produtores terão de estar obrigados.

No longo prazo, a garantia de abastecimento, dependerá da percepção que o mercado de novos meios de produção tenha quanto à cobertura de custos e à adequada remuneração do investimento, que lhe poderá ser proporcionada, quer através do mercado de energia (contratação bilateral, IPEX e eventual mercado de capacidade), quer, também, através do pagamento de Serviços de Sistema.

Em cada uma das duas áreas de controlo o correspondente Operador de Sistema é, naturalmente, o comprador único de Serviços de Sistema, devendo efectuar a contratação bilateral para a sua aquisição. Enquanto não for aumentada a actual capacidade de interligação, a segurança de abastecimento de cada um dos dois sistemas aconselha a um reduzido cruzamento transfronteiriço deste tipo de

serviços, sendo desadequado, nestas circunstâncias, um mercado ibérico único de Serviços de Sistema.

Não são conhecidas experiências de formação espontânea de mercados de Serviços de Sistema. Assim, a única forma de compatibilizar o mercado de produção, com segurança de abastecimento é a obrigatoriedade de cada central reservar, ou contratar a terceiros, uma percentagem preestabelecida da sua potência instalada. Os custos resultantes desta contratação, deduzidos da cobrança de desvios, seriam, em cada sistema, incluídos numa tarifa de Serviços de Sistema e de Garantia de Abastecimento a ser paga pelos correspondentes consumidores.

- O acerto de contas do Mercado Ibérico de Electricidade terá de ser efectuado a vários níveis.

Os pagamentos da energia que for contratada na IPEX deverão ser saldados no âmbito dessa entidade.

Os pagamentos dos desvios de programas físicos de produção e de consumo, estabelecidos por contratação bilateral, ou por encontro de ofertas na IPEX e aceites pelos correspondentes Operadores de Sistema, terão de ser saldados com estas entidades.

A globalidade das tarifas de acesso à rede (incluindo Serviços de Sistema, Garantia de Abastecimento e outros custos globais de cada sistema eléctrico) deverá ser cobrada junto dos clientes, ou correspondentes comercializadores, pelo operador da rede a que os clientes estejam directamente ligados.

- Um dos aspectos mais complexos na criação do Mercado Ibérico de Electricidade, diz respeito às garantias de longo prazo que as Administrações dos dois países entenderam dar, no passado, a alguns agentes intervenientes nos sectores da electricidade e do gás natural, através das tarifas de energia eléctrica, como são, nomeadamente, os casos dos “Contratos de Aquisição de Energia Eléctrica”, dos “Costes de Transición para la Competencia”, do “Acordo de Gestão de Consumos de Gás Natural”, da “Moratoria Nuclear”, da “garantia de preço” aos Produtores em Regime Especial, etc.. Naturalmente que as respectivas Administrações terão um papel preponderante na resolução das questões decorrentes dessas garantias.

Não sendo desejável que essas garantias possam introduzir distorções significativas nos preços de encontro da IPEX, duas soluções de curto prazo parecem possíveis:

- a) Restringir à contratação bilateral física a actuação no Mercado Ibérico de Electricidade das centrais objecto dessas garantias;
- b) Converter essas garantias em compensações fixas, a determinar, independentes da produção efectiva de cada central e dos preços de encontro, por forma a que os produtores tenham claro incentivo em maximizar o seu proveito de venda na Bolsa. Estas compensações fixas seriam assumidas nas correspondentes tarifas globais de acesso às redes, ou pelas Administrações através de mecanismos de financiamento, que reflectissem a vontade comunitária de aceleração de abertura do Mercado Interno de Electricidade, implicando o compromisso de flexibilização dos contratos de longo prazo, sem prejuízo da respectiva estabilidade contratual.

### 3. ASPECTOS ESTRUTURAIS DOS SECTORES

#### 3.1. Separação das actividades reguladas e não reguladas

A exigência de separação de actividades deve obviamente ser idêntica nos dois países ibéricos. Adicionalmente, não se poderá perder de vista que os dois países se encontram inseridos no espaço do Mercado Interno da Electricidade. Não é prudente colocar às empresas eléctricas ibéricas condições mais restritivas, neste domínio, do que aquelas que vierem a ser adoptadas em consequência da nova Directiva do Mercado Interno da Electricidade ou de outras decisões de âmbito comunitário.

#### 3.2. Concentração empresarial no sector eléctrico

A REN, S.A. não entende adequado pronunciar-se mais extensamente que o comentário do ponto anterior.

#### 3.3. Pagamentos aos produtores de energia eléctrica

Um mercado ibérico transparente e sem distorções só é viável estando os produtores de ambos os países em condições de igualdade de circunstâncias. Isto não significa necessariamente que, por exemplo, as compensações aos produtores tenham que obedecer a um padrão único. O estado actual de desenvolvimento, de propriedade, de estrutura accionista e de abertura de mercados existente nos dois países coloca os produtores de Portugal e de Espanha em situações de partida muito diferentes. Mais de que haver uma concentração de preocupações na harmonização das compensações, há sobretudo que começar por definir uma similar filosofia de princípios.

A diversidade das condições contratuais existentes em Portugal, com os três grandes tipos de Contratos de Aquisição de Energia (Turbogás e Tejo Energia; CPPE hídras; CPPE térmicas) exige tratamentos diferentes para cada uma das situações, com graus de complexidade e dinâmicas de resolução distintas. Acresce a existência do Acordo de Gestão de Consumos de Gás Natural estabelecido com a Transgás, que é outra oportunidade de distorção entre os produtores de Portugal e Espanha.

O actual esquema de CTC's em Espanha, actuando por diferença dos preços conseguidos no mercado, parece ser inadequado à oferta na IPEX.

Face à complexidade dos problemas e à diversidade das situações colocadas, será necessário um período de tempo suficientemente alargado para permitir uma transição faseada e gradual.



### **3.4. Produtores a partir de energias renováveis e co-geradores**

A forma de abordar a problemática dos produtores a partir de energias renováveis e co-geradores deve ser diferenciada em função da sua dimensão (num extremo há produtores que injectam em baixa tensão potências de poucas dezenas de kW e no outro extremo produtores com potências de ligação superior a algumas centrais do SEP). A dimensão do produtor condiciona a viabilidade de instalação ou não de telecontagem, devendo ser essa a fronteira natural entre eles.

Produtores cuja dimensão não justifica telecontagem deveriam continuar a ser tratados em moldes idênticos aos actualmente utilizados, ou seja, pagamentos baseados numa tarifa pré-estabelecida e relacionamento comercial feito com o Distribuidor local (onde se incluem as leituras e facturações mensais).

Produtores com telecontagem passariam a colocar a sua energia no mercado como qualquer outro produtor e deveriam ser pagos com base nos valores de mercado ao qual seria adicionada uma compensação unitária dependente do tipo de fonte primária de energia, da possibilidade de ser ou não despachável e, eventualmente, do local de instalação da unidade produtora.

#### 4. ENTIDADES INTERVENIENTES NO MERCADO IBÉRICO

No caso das centrais térmicas é necessária a discriminação de quais os grupos que serão disponibilizados. Estes dados são indispensáveis para fazer a verificação técnica da solução encontrada pelo mercado.

No caso das hídricas, quando a cascata pertença a uma só empresa é desejável apresentar uma unidade de oferta para toda a cascata, que posteriormente será desagregada por grupos ou conjunto de grupos do mesmo barramento. Esta situação já existe actualmente no mercado espanhol.

As limitações ambientais, nomeadamente as restrições de níveis de água terão que ser consideradas no novo contexto. Por exemplo, existe um “Acordo de Navegabilidade do Douro” entre a REN, a CPPE e o Instituto de Navegabilidade do Douro que não poderá deixar de reflectir as novas condições de programação da produção das centrais desse rio.

As ofertas de produção deverão desagregar a informação sobre as centrais ligadas à rede de MAT com o mesmo grau que os produtores. Em relação aos consumos deverão desagregá-los por zona de regulação (zonas em que há vigilância sobre o equilíbrio produção-consumo-interligação).

Em sequência do referido no ponto 3.4, os Produtores em Regime Especial deveriam também apresentar propostas no mercado.

A figura do comercializador para os clientes finais é essencial para o mercado funcionar de forma simples e eficiente.

Relativamente às condições de actuação de produtores e comercializadores actantes no espaço ibérico seria importante limitar as suas ofertas em Bolsa à capacidade efectiva de venda e compra que demonstrassem ainda não estar comprometida por contratação bilateral.

## 5. ORGANIZAÇÃO DO MERCADO GROSSISTA

### 5.1. Modalidades de relacionamento comercial

O conceito de Mercado “spot” centralizado e obrigatório, associado a um despacho físico decorrente do encontro das ofertas de venda e de compra – que no caso se devem considerar de produção e de consumo – corresponde a uma concepção técnica do mercado da electricidade. Tratou-se de uma primeira evolução da organização tradicional do sector eléctrico, em que o despacho centralizado com base em custos, foi substituído pelo despacho, também centralizado, com base em preços oferecidos pelos produtores.

Outra das características dos mercados obrigatórios associados ao despacho centralizado é a da vinculação das ofertas a instalações físicas. Esta rigidez obriga ao estabelecimento de condições técnicas no formato das ofertas tendentes a adequá-las à realidade técnica (mínimo técnico de grupos, rampas de subida/descida de carga, tempo mínimo de funcionamento, etc.), o que se traduz num factor de complexidade indesejável na interpretação dos resultados do mercado.

A “pool” obrigatória pode conduzir a distorções significativas por utilização de posições dominantes de mercado.

O recurso à contratação bilateral, com a possibilidade de utilização simultânea de ambas as formas de contratação, permite a reserva de posições a mais longo prazo, mantendo algum grau da flexibilidade e da volatilidade oferecida pelo mercado “spot”, o que proporciona maior estabilidade e eficiência ao mercado, criando maiores incentivos à participação de maior número de agentes.

É este tipo de contratação mista que se advoga para o Mercado Ibérico da Electricidade. Esta abordagem vai no sentido de responsabilizar os agentes de mercado pela definição dos meios de produção a utilizar e dos consumos a satisfazer face às obrigações contratuais assumidas. A inerente descentralização das decisões económicas e operacionais deverá ter como limites as funções atribuídas aos Operadores de Sistema, de garantia da segurança global do sistema eléctrico, designadamente nas fases de validação técnica das soluções propostas pelos agentes e de operação em tempo real.

A abordagem proposta segue a actual tendência das experiências internacionais de mercados de energia eléctrica, de abandono do conceito de “pool” obrigatória.

Assim, a arquitectura do Mercado Ibérico da Electricidade deverá permitir a liberdade de escolha, pelos agentes, das modalidades de contratação que melhor correspondam aos seus interesses económicos: Bolsa de Electricidade facultativa (a sua liquidez deverá ser função da atractividade disponibilizada aos agentes), contratação bilateral e mercado de serviços de sistema para gestão dos desequilíbrios produção/consumo e garantia da segurança dos dois sistemas eléctricos ibéricos.

A Bolsa Ibérica de Electricidade, IPEX, deverá incluir, de início e como mínimo, a negociação diária de blocos horários de compra e venda de energia, cujo preço de encontro constituirá a necessária referência para outro tipo de contratação (mercado de ajustes bilateral, futuros, “forward”) assim como um mercado intradiário para ajustes de posições. Neste caso, a solução de negociação contínua parece ser a que melhor se adapta à flexibilidade requerida pelos agentes, no sentido de corrigirem as suas posições iniciais face a ocorrências operacionais resultantes de incidentes (indisponibilidades, etc.) e a outros desajustes resultantes do carácter aleatório de variáveis tais como o consumo ou a hidraulicidade.

Poderá, igualmente, disponibilizar aos agentes a possibilidade de transaccionar produtos em base semanal, definindo a semana como o período mais apropriado para a negociação com obrigação de entrega ou recepção física que termina com a operação em tempo real.

O formato das ofertas no mercado “spot” deve, sempre que possível, ser dissociado dos condicionalismos técnicos associados à produção, transporte, distribuição e consumo de energia eléctrica. Nesse sentido, a adequação dos produtos disponibilizados às necessidades dos agentes, tornando-os atractivos, é uma condição necessária ao funcionamento de um mercado com adequada liquidez. A afectação do resultado das transacções efectuadas pelos agentes a instalações físicas processa-se quando da comunicação do plano de produção – e suas modificações resultantes do mercado de ajustes – aos Operadores de Sistema.

O acesso por parte dos agentes de mercado, em condições de igualdade e não discriminatórias, à informação relevante para a sua actuação é um dos factores críticos para o sucesso do Mercado Ibérico da Electricidade.

Deverá ser fornecida informação de mercados (preços, volumes transaccionados, estatísticas do mercado da electricidade, factos e ocorrências relevantes para o mercado, etc.) e operacional (produção, consumo, indisponibilidades relevantes da rede de transporte), de uma forma agregada e que não identifique a posição e exposição de nenhum agente individualmente.

## 5.2. Mercado de serviços de sistema

O estabelecimento de um mercado de serviços de sistema, com possibilidades de contratação através de ofertas ou de contratos bilaterais físicos constitui a melhor forma de promover a eficiência do mercado, no que respeita à operação do sistema.

As necessidades de serviços de sistema deverão ser definidas pelos operadores, explicitando a localização geográfica dessas necessidades.

Cada zona de regulação terá que ter uma reserva de acordo com as normas da UCTE. Será necessário existir um mercado para a reserva terciária e para a reserva secundária.

A Reserva Primária e o Fornecimento de Energia Reactiva deverão ser obrigatórios e os restantes poderiam ser facultativos. Os facultativos poderiam ser adquiridos através de mecanismos de mercado.

O serviço de controlo de tensão (através do fornecimento de energia reactiva) presta-se pouco a mecanismos de mercado dada a situação frequente de monopólio regional.

Cada agente deve suportar os custos que induz na operação do sistema. No que respeita aos desvios, o seu preço deve ser estabelecido através de mecanismos de mercado e reflectir os custos incorridos pelos Operadores de Sistema na gestão dos mesmos.

Os preços de desvio deverão ser imprevisíveis, por forma a induzir a auto-regulação e o rigoroso cumprimento dos programas pelos agentes de mercado, impedindo a utilização dos desequilíbrios produção consumo em tempo real para efectuar intencionalmente compras ou vendas de desvios aos Operadores de Sistema. Contribui-se, com esta medida, para a minimização dos encargos do sistema no fornecimento do serviço de regulação.

Assim, a correcta previsão dos programas de energia eléctrica e o seu rigoroso cumprimento por parte dos agentes responsáveis será obtida com a valorização dos desvios “a posteriori”, com base no preço marginal da energia de regulação efectivamente utilizada pelo Operador de Sistema.

A regulação efectuada pelos Operadores de Sistema assegura, em cada instante, o equilíbrio entre a produção e o consumo. A verificação do cumprimento dos programas pelos agentes processa-se recorrendo a informação de contagem de energia transitada no equipamento de medida em cada período de acerto de contas. No sistema português o período de acerto de contas, para este efeito, é de uma hora.

A tecnologia actualmente disponível permite parametrizar e diminuir o período de contagem até valores abaixo dos 15 minutos.

A diminuição dos períodos de programação e de acerto de contas para 15 minutos permitiria um melhor ajustamento da programação da produção face à curva de consumo, mais consentânea com a necessidade do equilíbrio instantâneo, característico dos sistemas eléctricos, e seguindo, também, uma tendência dos sistemas integrados na UCTE e na ETSO.

A participação do consumo no fornecimento dos serviços de reserva e regulação, com ofertas de redução da energia consumida face ao programado, é uma medida desejável e incentivadora da racionalidade na utilização da energia eléctrica o que pode ser conseguido, assimilando esta possibilidade a Serviços de Sistema.

### **5.3. Garantia de abastecimento e interruptibilidade**

As experiências internacionais de liberalização do sector eléctrico têm evidenciado a dificuldade das arquitecturas baseadas apenas em mercados de energia produzirem os incentivos necessários ao desenvolvimento da capacidade de produção por forma a acompanhar, com segurança e sem restrições do lado da oferta, o crescimento dos consumos.

Os sinais emitidos pelo mercado de electricidade, relevantes para as decisões de investimento em nova capacidade de produção, são retirados dos preços, por vezes excepcionalmente elevados — e por isso questionados e dificilmente aceites pelos compradores — que ocorrem em períodos de escassez da oferta.

Há, por isso, natural tendência por parte das entidades reguladoras do sector para estabelecer limites superiores para os preços da energia adquirida no mercado, ou condicionar a repercussão dos seus impactos nos clientes finais.

Como resultado e tendência geral, o investimento em capacidade de produção não tem atingido os níveis exigíveis pelos critérios de segurança, havendo já registo de experiências claramente negativas que obrigaram a fortes restrições no abastecimento do consumo.

Para garantia da segurança do sistema, numa medida que se pode considerar de sobreposição ao mercado, alguns Operadores de Sistema têm contratos de emergência, designadamente com produtores de turbinas a gás de ciclo simples.

Parece, pois, ajustado introduzir, como complemento ao mercado “spot” de energia, um outro mecanismo de incentivo ao desenvolvimento do parque electroprodutor da

Península Ibérica, por forma a garantir a segurança do abastecimento a médio e longo prazo. Um mercado de capacidade insere-se nesse tipo de mecanismos.

Além de gerarem sinais de longo prazo mais adequados, estes mercados têm igualmente como efeito moderar os valores de pico de preços produzidos pelo mercado de energia.

Os agentes de mercado participantes no mercado “spot” e titulares de contratos bilaterais, com obrigação de entrega física, seriam responsabilizados pela aquisição de cobertura para as suas transacções, como garantia pelo cumprimento da posição física resultante da execução das mesmas.

Relativamente à garantia de abastecimento de curto prazo ela deve passar por garantir a suficiência de Serviços de Sistema proporcionada aos Operadores de Sistema. Os Operadores de Sistema devem efectuar a contratação bilateral dos Serviços de Sistema necessários, incluindo a possibilidade de interromper fornecimentos na base da figura de interruptibilidade.

#### **5.4. Mercados de negociação a prazo**

O mercado de electricidade descentralizado caracteriza-se, na sua fase inicial, por um mercado de contratos de longo prazo com características relativamente rígidas. Numa fase posterior, existe a possibilidade de criar um mercado “spot” formal onde são transaccionadas quantidades de energia eléctrica — por exemplo, excendentárias em relação às negociadas nos contratos bilaterais — sendo as práticas comerciais, em geral, standardizadas.

À medida que os intervenientes no mercado se sintam menos constrangidos para efectuarem contratos de longo prazo e se comecem a disponibilizar instrumentos contratuais mais flexíveis, é então possível combinar as características do mercado “spot” com as de um mercado “forward” e, portanto, estabelecer um patamar mais sofisticado de instrumentos de cobertura de risco, com base na negociação a prazo.

Quer dizer, os vários tipos de contratos que é então possível conceber, visam permitir uma adequada gestão do risco num ambiente descentralizado, além de proporcionarem incentivos a comportamentos eficientes por parte dos diversos agentes no mercado.

Nesta situação, os contratos “forward”, de futuros e de opções, permitem aos vários agentes económicos fazer uma adequada gestão do risco no mercado “spot”. Este último pode funcionar por forma a facilitar o equilíbrio entre a oferta e a procura em

termos físicos, enquanto o mercado “forward” permite introduzir mecanismos de transferência de risco.

Aquela distribuição de funções entre os dois mercados, permite a consumidores, clientes e produtores diminuir o nível incerteza nas transacções físicas e financeiras, ao permitir aos agentes económicos revelar a sua preferência pelo risco.

Na arquitectura do mercado da electricidade a relação entre os preços “spot” e “forward” revela-se, numa primeira abordagem, fundamental, sendo certo que quando os dois mercados estão integrados e se consideram prazos de negociação cada vez mais curtos, os preços “forward” devem convergir para os preços “spot”. Caso contrário, o papel daqueles contratos na cobertura a exposições ao risco é bastante fragilizado, não sendo a transferência do risco entre os diversos intervenientes no mercado optimizada.

Os mercados “forward” de electricidade podem dar sinais adequados de preços, podendo no entanto ser limitada a sua liquidez e eficiência. Existe, em geral, um prémio de risco significativo incorporado em muitos mercados “forward” de energia.

Os mercados “forward” devem, assim, ser considerados como um embrião dos mercados de futuros — idênticos em termos do **momento da entrega** — e de opções e outros derivados — diferentes dos anteriores em termos das **condições de entrega** — os quais tendem a emergir nos novos mercados de electricidade, à medida que o nível de concorrência aumenta. De notar, que qualquer tarifa pode ser vista como uma simples opção de compra para uma quantidade ilimitada de energia eléctrica.

Parece inquestionável, após a criação de um mercado “spot”, o aparecimento de um mercado de instrumentos de negociação a prazo, que permitam uma adequada gestão do risco, associada à volatilidade dos preços de energia eléctrica. Tem ainda a vantagem adicional de poder minimizar a possibilidade de manipulação de preços na “pool” por parte de produtores com significativo poder de mercado.

Entretanto, sendo importante a criação de um verdadeiro mercado de negociação a prazo e, portanto, um objectivo a ter em conta no estabelecimento da arquitectura do mercado eléctrico da electricidade, ele deverá depender da estabilização do funcionamento do mercado de base física.

## 5.5. Procedimentos de actuação no mercado

Os agentes de mercado deverão ser reconhecidos e licenciados para actuar no âmbito do Mercado Ibérico da Electricidade pelas entidades, portuguesas e espanholas, competentes para o efeito.



A legislação de cada país impõe deveres e reconhece direitos aos agentes no seu relacionamento técnico, constantes de regulamentação, de legislação ou de contratos estabelecidos com as entidades responsáveis pela segurança do sistema – nomeadamente operadores das redes de transporte e distribuição. A celebração dos referidos contratos, sempre que aplicável, constitui condição prévia e indispensável à actuação no mercado.

Os agentes que pretendam efectuar transacções na IPEX (e, eventualmente, de outros produtos) celebrarão um contrato de adesão e prestarão a necessária garantia financeira para cobertura das obrigações decorrentes da sua actuação.

No caso dos agentes que apenas pretendam relacionar-se através de contratos bilaterais físicos, não deverá ser obrigatória a adesão à bolsa.

As regras de actuação da IPEX deverão constar de um código que inclua, de forma clara e detalhada, matérias como:

- procedimentos de adesão
- procedimentos de apresentação de ofertas pelos agentes;
- procedimento de validação das ofertas pelo operador de mercado;
- cálculo do preço das transacções, nomeadamente o preço de encontro, quando aplicável;
- sistemas de informação utilizados;
- divulgação de informação;
- regras de liquidação, facturação e pagamento;
- estabelecimento das garantias;
- resolução de conflitos;
- cessação do contrato de adesão.

## **5.6. Relacionamentos entre operadores de sistema e a IPEX**

As competências e obrigações dos Operadores de Sistema e a IPEX decorre directamente das funções e responsabilidades que lhes são atribuídas:

- Os Operadores de Sistema são as entidades responsáveis pela segurança global do sistema eléctrico no respectivo país, garantindo a continuidade e qualidade do serviço necessárias à concretização física das transacções aceites.

Sendo os Operadores de Sistema os responsáveis pela segurança de abastecimento, só eles detêm o “know-how” e a tecnologia necessários a esse fim e só a eles poderá caber, no respectivo espaço de actuação, a validação dos contratos bilaterais (função que a REN hoje detém e que, do lado espanhol, parece residir na OMEL), em conjugação com a contratação que lhes seja comunicada relativamente à IPEX.

- A IPEX é a entidade à qual compete criar e manter as condições que permitam aos agentes de mercado o estabelecimento de transacções comerciais, assentes num mercado “spot”, em condições de transparência, isenção e não discriminação que induzam a eficiência do mercado.

Assim, deverão ser atribuídas aos Operadores de Sistema as funções necessárias à gestão técnica do sistema, nomeadamente a gestão do mercado de serviços de sistema, a validação técnica dos contratos bilaterais, a aplicação dos mecanismos de gestão de congestionamentos e o acerto de contas de desvios de programa.

À IPEX cabe organizar uma bolsa líquida e eficiente, disponibilizando um conjunto de produtos atractivos, nomeadamente:

- Negociação de produtos em base semanal, diária e intradiária;
- Liquidação, facturação e cobrança das transacções efectuadas na bolsa.

### **5.7. Divulgação de informação relevante para o mercado**

A divulgação da informação associada ao funcionamento do mercado de electricidade é uma das condições fundamentais para a sua transparência e credibilização, com impacto directo na confiança que se pretende estabelecer entre os diversos agentes e o mercado.

Assim deve ser divulgada a informação relevante, quer a institucional, relativa ao funcionamento do mercado, quer mesmo alguma de carácter particular do interesse próprio de cada agente. A título de exemplo, sem esgotar as diferentes naturezas da informação a disponibilizar, anotamos os níveis seguintes:

- Informação básica que inclui referência a legislação aplicável, condições e pré-requisitos de acesso ao mercado e orientação para os procedimentos respectivos.

- Informação de funcionamento diário sobre o volume e liquidez do mercado, permitindo inferir potenciais vantagens e oportunidades de adesão ou participação (consumo, produção/fornecimento, preços, restrições).
- Informação de planeamento, permitindo a melhor reacção do mercado às necessidades previsíveis.
- Informação geral, permitindo aos toda a sociedade interessados, particulares, associações empresariais, instituições académicas, associações representantes de consumidores, acesso a alguma formação sobre regras e resultados do mercado.
- Informação regulamentar que, com base na legislação e regulamentação aplicável, seja de divulgação obrigatória.
- Informação de participantes que permita disponibilizar e dinamizar o conhecimento entre os diversos agentes, especialmente relativo a características de actuação no mercado, permitindo maior facilidade no estabelecimento de contactos directos.
- Informações comerciais relativas aos próprios agentes, por estes introduzidas e de sua responsabilidade, disponibilizando produtos associados ao mercado de electricidade de que disponham e que pretendam promover em tempo real.
- Informação dos resultados de participação dos agentes no mercado, reservada, com elevados níveis de confidencialidade, incluindo as ofertas efectuadas e as concretizadas, assim como os resultados da liquidação e da participação.

## 6. MERCADO RETALHISTA

### 6.1. A obrigação de abastecimento

Durante um período transitório, provavelmente longo, parece obviamente imprescindível que continue a haver fixação de tarifas, pelo menos para os clientes de baixa tensão.

O alargamento da liberalização do mercado final de electricidade, a eventual concentração da contratação da compra em comercializadores, a gestão de congestionamentos e os critérios de segurança podem obrigar a alterações aos programas de produção inicialmente propostos e tornam inevitável o reconhecimento de que todos os clientes estão sujeitos ao mesmo regime de garantia de abastecimento.

### 6.2. Acerto de contas

O acerto de contas do Mercado Ibérico de Electricidade terá de ser efectuado a vários níveis.

Os pagamentos da energia que for contratada na IPEX deverão ser saldados no âmbito dessa entidade.

Os pagamentos dos desvios de programas físicos de produção e de consumo, estabelecidos por contratação bilateral, ou por encontro de ofertas na IPEX e aceites pelos correspondentes Operadores de Sistema, terão de ser saldados com estas entidades.

A globalidade das tarifas de acesso à rede (incluindo Serviços de Sistema, Garantia de Abastecimento e outros custos globais de cada sistema eléctrico) deve ser cobrada junto dos clientes, ou correspondentes comercializadores, pelo operador da rede a que os clientes estejam directamente ligados.

## 7. OPERAÇÃO DO SISTEMA

### 7.1. Relacionamento entre operadores de sistema

Para a REN, S.A. é um pressuposto da criação do Mercado Ibérico de Electricidade, a manutenção das duas actuais áreas de controlo de cada um dos dois Operadores de Sistema, com as correspondentes obrigações de garantia de segurança do abastecimento de energia eléctrica nos respectivos espaços de actuação. O acordo firmado pelas duas Administrações nada permite supor em contrário.

Os manuais de procedimentos das várias funções da REN e da REE não deixarão de reflectir os procedimentos adequados àquelas funções.

### 7.2. Resolução de congestionamento nas redes

Num Mercado Ibérico de Electricidade a quantificação da capacidade disponível nas interligações para fins comerciais assume um papel crítico. A insuficiência desta capacidade pode proporcionar a separação dos mercados e consequente diferenciação nos preços em cada área.

A precisão da determinação da capacidade comercial da interligação efectuada pelos Operadores de Sistema encontra como principal incerteza a previsão do perfil de produção, aumentando o erro de previsão, directamente com o horizonte para a qual é feita.

Assim os Operadores de Sistema devem efectuar o cálculo da capacidade comercial da interligação com uma periodicidade semanal. Para tal utilizam os perfis de produção, resultado do mercado, no período homólogo anterior. Procedem ao recálculo para os dias subsequentes, sempre que identifiquem alterações substanciais em relação ao plano previsto. E publicam os novos resultados obtidos.

A adopção de um mercado de tipo semanal, tanto no “spot” como na contratação bilateral, reduz a possibilidade de congestionamentos nas interligações durante a fase do planeamento operacional.

Para a resolução dos congestionamentos de rede, cuja ocorrência não está limitada às linhas de interligação, poderão ser utilizadas as metodologias de leilão explícito, de “market splitting” e redespacho, dependendo da antecedência com que o congestionamento é detectado.

O “market splitting” é de difícil aplicação, à resolução de restrições em toda a rede ibérica pois é uma metodologia que só é fácil de aplicar para sistemas com ligações “em série” e não quando existem várias ligações entre mais do que duas zonas.

Em tempo real, sempre que surjam congestionamentos que afectem as interligações, os Operadores de Sistema devem tomar todas as medidas que estejam ao seu alcance no sentido de minimizarem o seu impacte nos programas estabelecidos, nomeadamente através da utilização de esquemas especiais de exploração. Caso as medidas tomadas se revelem insuficientes, poderá haver necessidade de redução dos trânsitos nas interligações. Nesse caso, os Operadores de Sistema devem alterar a capacidade comercial publicada nas horas afectadas. Em consequência devem reduzir a produção numa das áreas e, conseqüentemente, proceder ao aumento na outra, como forma de resolverem o congestionamento em tempo real. Esta metodologia deve permanecer até que o mercado tenha oportunidade de os corrigir (próximo mercado intradiário).

A resolução dos congestionamentos passa sobretudo por um redimensionamento de vários elementos de ambas as redes. A criação de um mercado ibérico potenciará um planeamento mais coordenado dos investimentos nas redes de transporte, facilitando a remoção dos obstáculos actualmente existentes.

O eventual redespacho para resolver restrições existentes será tornado mais difícil num cenário mais liberalizado do que o actual.

### **7.3. Perdas de energia eléctrica**

Parece conveniente que haja alguma harmonização do tratamento dado às perdas na rede em ambos os sistemas. O modelo ou modelos a adoptar não devem provocar distorções no Mercado Ibérico de Electricidade.

## 8. OUTRAS QUESTÕES

### 8.1. Tarifas de uso das redes

Cada sistema eléctrico tem os seus custos e condicionamentos resultantes da evolução histórica e da legislação específica de cada país. Não se julga necessária, nem sequer possível, a total harmonização dos sistemas tarifários de cada país.

As harmonizações necessárias relevantes dizem respeito à necessidade de tornar recíproco o tratamento a dar a tarifas de uso das interligações.

O actual sistema utilizado em ambos os países, de que são os consumidores locais a pagar as tarifas de uso das redes e de gestão global do sistema, parece não introduzir distorções de mercado.

Caso as tarifas de acesso (uso de redes e/ou utilização global do sistema) venham a ser repartidas entre produtores e consumidores, para se evitarem distorções entre os produtores de cada país, é importante garantir que seja idêntico o valor absoluto pago pelos produtores.

Quando o mercado em Portugal for aberto aos clientes de baixa tensão será, então, necessário adoptar diagramas de carga tipo, não só para a tarifação de acesso às redes, mas também para o cálculo dos desvios de consumo de cada comercializador.

A REN, S.A. tem defendido, em várias circunstâncias, que as tarifas de acesso às redes (uso das redes e utilização global do sistema) devem, em cada nível de tensão, incluir todos os custos da rede a montante, incluindo a própria tarifa de uso global do sistema.

### 8.2. Gestão global do sistema

Os custos globais do sistema identificados em cada país e alguns deles decorrentes de medidas específicas das respectivas Administrações devem ser colocados, em princípio, numa tarifa única.

### 8.3. Harmonização dos indicadores de qualidade de serviço

A qualidade de serviço prestada aos clientes finais depende de circunstâncias físicas do sistema produção-transporte-distribuição.

A qualidade de serviço prestada pelo sistema de produção e, em parte, também, pelo sistema de transporte é susceptível de ter implicações globais em todo o espaço ibérico. Alguma uniformização dos indicadores será indispensável para permitir a comparação dinâmica dos respectivos Operadores.

#### **8.4. Normalização contabilística**

Desde que os reguladores de ambos os países considerem suficiente a informação de que hoje podem dispor para o acompanhamento do Mercado Ibérico de Electricidade, e para a regulação específica que efectuam nos respectivos espaços, não parecem normalizações contabilísticas adicionais.