

**RELATÓRIO DE ETAPA SOBRE O MERCADO IBÉRICO DE ELECTRICIDADE  
PONTOS DE CONVERGÊNCIA E QUESTÕES EM ABERTO**

SESSÃO PÚBLICA - BARCELONA  
26 FEVEREIRO 2002

## 1 INTRODUÇÃO

O protocolo de colaboração entre as administrações Espanhola e Portuguesa, 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 do 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 reguladoras “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 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 urgência de criação do MIBEL no contexto do mercado interno e do desenvolvimento económico da Península Ibérica, quer dos agentes interessados em participar activamente nesse mercado.

Para facilitar e estruturar a auscultação de “consumidores, produtores, distribuidores, comercializadores, operadores de sistema, operadores de mercado e demais partes interessadas no desenvolvimento do dito Mercado”, tal como estipulado no protocolo acima referido, a CNE e a ERSE publicaram, no final de Dezembro de 2001, um Documento de Discussão, tendo solicitado comentários até 25 de Janeiro de 2002. Foram recebidas 12 contribuições na CNE e 11 na ERSE, tendo sido publicadas todas com excepção de uma, por expressa vontade do seu autor. O Documento de Discussão e as contribuições recebidas podem ser consultados em [www.cne.es](http://www.cne.es) e [www.erse.pt](http://www.erse.pt).

Importa antes de mais realçar o empenho das empresas, associações e organizações que decidiram corresponder ao apelo conjunto da CNE e da ERSE, tendo elaborado, num espaço de tempo necessariamente curto, análises e propostas de grande interesse e utilidade.

A colaboração dos operadores de sistema, REE 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 ambas as empresas, por um lado, e entre elas 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.

A leitura das contribuições recebidas permite identificar um conjunto relativamente vasto de pontos em relação aos quais se verifica um elevado grau de convergência. Esses pontos são descritos no capítulo 2 e constituem um importante núcleo em torno do qual se irá construir um mercado estável, eficiente e aberto.

Existem outros pontos, porém, em relação aos quais divergem as opiniões. Importa por isso confrontar e aprofundar os vários pontos de vista, com o objectivo de atingir soluções coerentes e equilibradas. Estas “questões em aberto” são brevemente descritas no capítulo 3 e serão objecto de discussão pública no dia 26 de Fevereiro, num encontro organizado conjuntamente pela CNE e pela ERSE, em Barcelona. Em função dos resultados aí obtidos, outras reuniões poderão ser agendadas. Apraz-nos registar que as linhas de clivagem são definidas fundamentalmente por diferentes afinidades e interesses sectoriais (consumidores, produtores, comercializadores, operadores) relativamente ao funcionamento de um mercado trans-nacional que todos pretendem seja o mais transparente e aberto possível.

No sentido de facilitar a compreensão da situação actual do sector eléctrico em Espanha e Portugal, foi elaborado pelas duas autoridades de regulação um documento que caracteriza sumariamente os aspectos mais relevantes na perspectiva da criação do MIBEL. Esse documento encontra-se disponível nas páginas da internet da CNE e da ERSE e constitui uma “referência rápida” cuja consulta se aconselha.

## 2 PONTOS DE CONVERGÊNCIA

### 2.1 Modelo básico de organização

A visão maioritária aponta para um modelo de organização do MIBEL baseado na coexistência de contratos bilaterais físicos (CBF) e de um mercado organizado que inclua, não só o mercado marginalista diário “para o dia seguinte” e mercados “intra-diários”, mas também mercados “a prazo”, todos com participação da oferta e da procura. Isto é, um modelo misto que supere os actuais modelos espanhol e português, baseados, respectivamente, no “pool quase obrigatório” e no “bilateral físico quase obrigatório”, aproximando-se dos modelos da Escandinávia e do Reino Unido mas incorporando, naturalmente, as experiências dos dois países.

Existe também algum consenso na implementação de um modelo onde coexistam dois operadores de sistema, com responsabilidades sobre as áreas de controlo correspondentes actualmente à REE e REN, e um operador de mercado – Operador do Mercado Ibérico (OMI). A estreita coordenação entre os dois operadores de sistema é considerada indispensável, assim como entre estes e o Operador do Mercado Ibérico.

A evolução do MIBEL deve ser gradual, quer em termos de harmonização de critérios técnicos, económicos e administrativos do funcionamento actual dos dois sistemas, quer em termos de desenvolvimento de instrumentos do próprio mercado – p.ex. produtos financeiros de cobertura de risco.

A estabilidade, a transparência e a abertura do MIBEL são características consideradas fundamentais, a par da eficiência técnica e económica, da não discriminação e da capacidade de atrair investimento, garantindo níveis adequados de segurança de abastecimento.

A expansão das redes deverá obedecer a planos pluri-anuais regularmente publicados e revistos, identificando nomeadamente as capacidades previstas de ligação de produtores (em regime especial ou ordinário) e de interligação.

### 2.2 Separação de actividades reguladas em regime de monopólio das actividades liberalizadas

O correcto funcionamento de um mercado eléctrico exige a separação absoluta de actividades reguladas em regime de monopólio (transporte, operação do sistema, distribuição) das actividades liberalizadas (produção, comercialização). 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.

Em Espanha e Portugal existem já empresas juridicamente autónomas a quem foi atribuído por lei o desempenho das funções de transporte de energia eléctrica e operação do sistema. A transparência e credibilidade do MIBEL pode ser reforçada pelas seguintes medidas:

- a) Exclusão ou limite da participação de empresas de produção, distribuição ou comercialização de energia eléctrica no capital da REE e da REN.
- b) Separação contabilística e organizativa, no interior de cada uma das empresas, das actividades de transporte, operação do sistema e, eventualmente, outras actividades (p.ex., telecomunicações).
- c) Proibição de actividades de compra/venda de energia eléctrica por parte das empresas de transporte e de distribuição, com eventual excepção de transacções destinadas a assegurar o fornecimento de serviços de sistema e cobertura de perdas.

As empresas de distribuição que actuam em Espanha e Portugal são já juridicamente autónomas das empresas de produção, por um lado, e das empresas habilitadas a vender energia eléctrica a clientes elegíveis, por outro lado. Em linha com a proposta de directiva da Comissão Europeia de Março de 2001 importa garantir, no interior de cada empresa de distribuição, uma clara separação contabilística e organizativa das actividades em regime de monopólio (distribuição e operação do sistema de distribuição) das actividades que podem ser exercidas em regime livre.

### 2.3 Serviços de sistema

Inicialmente, a gestão de serviços de sistema e de restrições deve ser deixada a cada operador de sistema, utilizando-se tanto quanto possível mecanismos de mercado eficientes para os serviços voluntários e restrições, assegurando-se um nível adequado de coordenação. Gradualmente, a gestão dos serviços de sistema deverá ser organizada de forma conjunta.

### 3 QUESTÕES EM ABERTO

#### 3.1 Concentração e integração vertical produção/comercialização

Actualmente, na Península Ibérica, quatro grupos empresariais, a Endesa, a Iberdrola, a Unión Fenosa e a EDP (excluindo a Hidrocantabrico) controlam 75% da produção ordinária e 93% da distribuição e da comercialização. Esta situação constitui um obstáculo potencial ao desenvolvimento de um mercado concorrencial e eficiente, comportando quatro riscos principais:

- 1- Sendo as empresas verticalmente integradas, corre-se o risco de cada uma defender o “seu” território, mantendo-se na prática a situação actual de equilíbrio entre as quatro zonas de influência, sem concorrência significativa ao nível do retalho.
- 2- Por outro lado, a previsível contratação bilateral entre as empresas de produção e comercialização do mesmo grupo retira liquidez ao mercado *spot* e torna a formação de preços por grosso um processo potencialmente opaco.
- 3- Mesmo admitindo a existência de um mercado *spot* com dimensão adequada, é questionável se quatro agentes dominantes permitem o desenvolvimento de concorrência efectiva no mercado grossista.
- 4- Ao controlar simultaneamente os mercados da produção e da comercialização, os quatro grupos empresariais podem ser tentados a manipular os preços de modo a criar barreiras à entrada de novos agentes, na produção ou na comercialização.

Sem prejuízo da observação sistemática do comportamento das empresas de produção e de comercialização dos referidos grupos e da verificação rigorosa da conformidade desses comportamentos às regras da concorrência, importa introduzir algumas medidas estruturais que minimizem *a priori* os riscos acima mencionados. Embora seja compreensível a oposição das empresas incumbentes a remédios estruturais que limitem a sua liberdade de acção no MIBEL, admite-se que um certo grau de regulação *ex ante*, com garantia de estabilidade temporal, é o melhor antídoto contra prolongadas acções *ex post* de tipo litigioso, regulatório ou judicial, destinadas a corrigir distorções inaceitáveis.

A existência de quatro grupos empresariais cujas áreas tradicionais de influência (distribuição e venda a clientes finais) cobrem praticamente todo o território da Península Ibérica, sendo cada um deles quase auto-suficiente em termos de meios de produção, coloca a questão de saber se a possível e previsível contratação bilateral entre empresas de produção e comercialização de um mesmo grupo deixa margem para o desenvolvimento de um mercado *spot*, elemento

indispensável à transparência e eficiência do mercado grossista. Algumas soluções possíveis para a questão da integração vertical são, a título de exemplo:

- a) definir a máxima capacidade de produção (em percentagem ou valor absoluto) que o produtor pode contratar bilateralmente com o comercializador do mesmo grupo;
- b) definir o máximo volume de energia (em percentagem ou valor absoluto) que o comercializador pode contratar bilateralmente com o produtor do mesmo grupo;
- c) definir o mínimo volume de energia (em percentagem ou valor absoluto) que o produtor de um grupo verticalmente integrado é obrigado a vender no mercado *spot*;
- d) definir o mínimo volume de energia (em percentagem ou valor absoluto) que o comercializador de um grupo verticalmente integrado é obrigado a adquirir no mercado *spot*;
- e) prever mecanismos de leilão para a contratação bilateral, total ou parcial, dos comercializadores de grupos verticalmente integrados.

Para o problema da concentração ao nível da produção existem também vários remédios possíveis, como por exemplo:

- a) definir a máxima capacidade de produção que uma empresa pode possuir na Península Ibérica (em valor absoluto ou em percentagem da capacidade total instalada);
- b) limitar a futura expansão, na Península Ibérica, dos produtores cuja quota de produção ultrapasse, hoje, um determinado valor;
- c) proceder ao “leilão de capacidade virtual” de parte da capacidade dos produtores cuja quota de produção ultrapasse, hoje, um determinado valor.

### 3.2 Garantia de abastecimento e garantia de potência

É consensual a necessidade de garantir a segurança de abastecimento de energia eléctrica na Península Ibérica. Para esse efeito, é indispensável garantir a existência, no curto e no longo prazo, de capacidade de reserva suficiente.

Para assegurar níveis adequados de garantia de abastecimento podem ser seguidas abordagens que conduzem a diferentes graus de descentralização.

Uma abordagem que promove a descentralização, consiste em impor a todos os comercializadores o dever de possuir ou contratar uma capacidade de reserva proporcional às suas vendas esperadas. Esta abordagem tem a vantagem de deixar maior liberdade aos agentes e de estimular a inovação; apresenta, no entanto, algumas dificuldades (sub-optimização da gestão da reserva, entre outras) e inconvenientes (p.ex. definição da margem de cada empresa).

As abordagens que promovem a centralização prevêm o estabelecimento de planos que identifiquem as necessidades de capacidade de produção, tendo em conta a cobertura da procura, a desenvolver periodicamente pelos operadores de sistema de forma coordenada, orientando os diversos agentes para as necessidades de construção de nova capacidade, bem como de redução de consumo.

Para além do grau de centralização coloca-se a questão fundamental de saber se o mercado, através do sinal preço, fornece aos investidores as indicações suficientes que conduzem à construção atempada de nova capacidade.

No caso afirmativo, não devem ser previstos mecanismos de regulação que dissociem o valor da capacidade do preço da energia eléctrica. Os preços verificados no mercado remuneram a capacidade existente e fornecerão os sinais económicos para a instalação de nova capacidade. A garantia de abastecimento poderá estar associada a cada fornecimento de energia eléctrica sendo contratada livremente.

No caso negativo será necessário reforçar esse sinal através do pagamento aos produtores de um prémio de “garantia de potência” e, eventualmente através da criação de um “mercado de capacidade” aberto também a consumidores interruptíveis. Coloca-se assim a questão de saber quanto pagar e a quem (assumindo que todos os consumidores contribuem para esse pagamento através de uma tarifa regulada adequada). A garantia de abastecimento poderá assim ser encarada como uma característica intrínseca do sistema eléctrico sendo parcialmente valorizada através de um preço específico independente do preço do fornecimento de energia eléctrica.

A existência deste pagamento adicional de garantia de abastecimento pode ser introduzido *a priori* ou, em alternativa, depender da previsão de ultrapassagem de limites mínimos de reserva a especificar previamente e a validar pelas autoridades de regulação, factor que teria também um efeito sensibilizador na produção e no consumo.

Em alternativa ou complementarmente à atribuição do prémio de “garantia de potência” aos produtores, caso os limites mínimos de reserva fossem ultrapassados, poder-se-ia desencadear o concurso para a contratação de nova capacidade e/ou celebração de novos contratos de gestão da procura. As centrais construídas na sequência destes concursos poderiam estar sujeitas a um conjunto de regras definidas *a priori*, nomeadamente não poderiam estabelecer contratos bilaterais, devendo obrigatoriamente oferecer a sua energia no mercado *spot*. A diferença entre a remuneração obtida no mercado *spot* e a anuidade do contrato poderia ser recuperada através de uma tarifa regulada específica a aplicar a todos os clientes do sistema (tarifa adicional de garantia de abastecimento) individualizando-se o seu custo, ou através da tarifa de Uso Global do Sistema (UGS) paga por todos os clientes.



### 3.3 Costes de la Transición a la Competencia e Contratos de Aquisição de Energia

A criação do MIBEL obriga a renegociar os Contratos de Aquisição de Energia (CAE) celebrados entre os produtores vinculados estabelecidos em Portugal e a REN. O valor actual desses contratos é perfeitamente conhecido dos produtores, da REN e da ERSE. Caso resultem, da renegociação dos CAE, custos chamados de transição para a concorrência (CTC), eles deverão ser reflectidos sobre todos os consumidores através da tarifa de UGS, após aprovação pela Comissão Europeia.

Em Espanha, os CTC foram já reconhecidos, mas o mecanismo de recuperação do montante aprovado através das tarifas carece de explicitação.

Uma vez calculada, em Portugal, a parcela da tarifa de UGS relativa aos CTC, e explicitada, em Espanha, a parcela correspondente, importa verificar a não existência de distorções de concorrência, quer na óptica dos produtores, quer na óptica dos consumidores.

Em relação aos Contratos de Aquisição de Energia levantam-se duas questões. A primeira prende-se com a necessidade de rever todos ou apenas alguns dos contratos existentes. A segunda relaciona-se com a metodologia de valorização do contrato e com o processo de pagamentos e recebimentos.

O valor a pagar aos produtores que renegoceiem os seus contratos pode ser calculado com base no valor residual dos contratos e no valor expectável dos preços que se vierem a formar no mercado *spot*. Concretamente, a valorização de cada contrato pode ser feita subtraindo ao valor residual do contrato a diferença entre o valor esperado dos proveitos obtidos no mercado *spot* e o custo variável da central. Esta é uma valorização metodologicamente semelhante à do cálculo dos CTC, mas feita *a priori* e sem a possibilidade de ajuste *a posteriori*.

Outra alternativa de valorização pode passar pela organização de um leilão destes contratos. O valor a pagar aos produtores pode ser então calculado com base no valor residual do contrato e na receita do leilão.

### 3.4 Elegibilidade dos clientes de baixa tensão

Actualmente, em Espanha como em Portugal, apenas os clientes de média, alta e muito alta tensão podem escolher livremente o seu fornecedor de energia eléctrica. No entanto, está prevista para 1 de Janeiro de 2003, em Espanha, a liberalização total do mercado eléctrico. Seria desejável, por razões de eficiência e equidade, que também os clientes de baixa tensão portugueses pudessem escolher livremente o seu fornecedor na mesma data.

Coloca-se a questão de saber como deve ser planeado desde já um sistema (centralizado ou descentralizado) de recolha e armazenamento de medidas, incluindo registo de mudanças de fornecedor, e quem deve ser responsável pela implementação e gestão desse sistema.

### 3.5 “Tarifas integrais”

A existência das chamadas “tarifas integrais” – isto é, tarifas de venda a clientes finais que não resultam da adição de uma “tarifa de acesso” (que inclui pagamentos pelo uso das redes e pela gestão global do sistema) e de um preço de energia e potência – coloca um problema de discriminação na óptica do consumidor. Com efeito, essas tarifas não reflectem correctamente os custos subjacentes e como tal consubstanciam subsídios cruzados entre categorias de consumidores. Na prática, a sua existência significa a existência de consumidores que pagam um preço inferior ao preço de mercado, encontrando-se assim em situação vantajosa relativamente a consumidores que não têm acesso a essa tarifa. Importa definir o calendário relativo à correcção desta situação e, eventualmente, à extinção destas tarifas.

### 3.6 Existência de “tarifas de último recurso”

Com a generalização da elegibilidade a todos os clientes é necessário assegurar, pelo menos, a transição da actual regulação das tarifas de venda a clientes para um sistema tarifário liberalizado, em que os comercializadores definem as tarifas em ambiente concorrencial. Para tal, é reconhecida a necessidade da existência de “tarifas de último recurso”, nomeadamente para os clientes menos motivados a exercer o seu direito de escolha de fornecedor.

Uma questão prévia à discussão das metodologias para a fixação das “tarifas de último recurso” é qual deve ser a entidade fornecedora de último recurso:

- distribuidor na sua área de cobertura geográfica;
- comercializador do grupo empresarial a que o distribuidor pertence;
- outra entidade – qual?

Outra questão relacionada com a anterior é a definição clara das obrigações para assegurar a universalidade do abastecimento, a incorporar nas licenças das entidades designadas para o fornecimento de último recurso.

Com a liberalização total do sector eléctrico, será apenas necessária a fixação de tarifas de acesso, sendo as restantes componentes associadas ao fornecimento de energia eléctrica negociadas no mercado. Assim, para assegurar que as “tarifas de último recurso” reflectam

adequadamente os preços de mercado da energia eléctrica, é necessário prever mecanismos alternativos de regulação.

Basicamente, a definição dos preços das “tarifas de último recurso” inclui duas componentes de custo não reguladas: a aquisição de energia eléctrica e a comercialização.

Relativamente à aquisição de energia eléctrica pelo fornecedor de último recurso, pode ser considerada a imposição de regras específicas para a contratação de energia eléctrica:

- aquisição obrigatória no mercado *spot*, sendo o valor desta componente da “tarifa de último recurso” actualizada numa base, por exemplo, trimestral;
- aquisição através de concurso anual, o que garante a estabilidade desta componente;
- uma combinação das anteriores.

Em alternativa, pode ser deixada ao critério do fornecedor a escolha das formas de contratação, impondo regras específicas para a sua valorização, por exemplo, indexando os custos de aquisição de energia eléctrica aos preços praticados no mercado *spot*.

Os métodos descritos correspondem, basicamente, a alocar diferentes níveis de risco de preço na aquisição de energia eléctrica pelo fornecedor de último recurso.

Relativamente à comercialização, a sua valorização poderia ser em função de:

- um valor fixo para cada nível de tensão.
- uma percentagem dos custos de montante (aquisição de energia e tarifas de acesso).
- uma combinação das anteriores.

Os métodos de valorização descritos correspondem, basicamente, a definir um preço máximo de comercialização.

### 3.7 Resolução de congestionamentos nas interligações

O modelo básico de organização do Mercado Ibérico deve assentar na estreita coordenação entre os actuais operadores de sistema Espanhol e Português, cf. ponto 2.1.

A metodologia de resolução de congestionamentos nas interligações entre Espanha e Portugal deverá ser baseada em mecanismos de mercado e contar com o acordo dos operadores de sistema. As respostas da REE e da REN ao documento de discussão apontam na direcção descrita, ao proporem a combinação de mecanismos de mercado adaptados aos diferentes horizontes temporais das modalidades de contratação permitidas no Mercado Ibérico, a saber:

- Leilões explícitos, para atribuição de capacidade, com aplicação do princípio “*use it or loose it*”.
- *Market splitting*, para atribuição da capacidade sobrando.
- *Counter trading*, em tempo real, para assegurar a firmeza das transacções declaradas entre os dois sistemas.

A metodologia de resolução de congestionamentos nas interligações entre Espanha e França deverá igualmente ser baseada em mecanismos de mercado transparentes e não discriminatórios.

### 3.8 Produção em Regime Especial

Actualmente, na Península Ibérica, cerca de 14% da energia eléctrica consumida provém de fontes renováveis e de instalações de co-geração em regime especial de exploração (PRE). Os distribuidores são obrigados a adquirir a energia injectada nas redes por estes produtores, sendo os preços de aquisição determinados administrativamente pelos respectivos Governos. Os custos resultantes destas aquisições a preços superiores aos preços de mercado são suportados por todos os consumidores de energia eléctrica.

De acordo com compromissos comunitários e internacionais assumidos por Espanha e Portugal, a percentagem acima referida deverá situar-se, no início da próxima década, em valores bastante acima dos actuais. A manter-se o sistema actual, é de prever o aumento do preço da energia eléctrica, quer por efeito directo – aumento do volume de subsídios suportados pelos consumidores, quer por efeito indirecto – redução da liquidez do mercado grossista.

Em face deste cenário colocam-se três grandes questões, duas de curto prazo e uma de médio prazo:

- 1- Como assegurar de forma transparente e eficaz a gestão técnico-económica do sistema dados os elevados níveis de integração de PRE?
- 2- Como conciliar, em Janeiro de 2003, o funcionamento do MIBEL com os actuais sistemas de incentivos?
- 3- De que forma deve o actual sistema de incentivos ser modificado para garantir maior eficiência económica?

A necessidade de gerir adequadamente a integração da PRE no sistema, permitindo a sua participação no mercado, poderá levar ao interesse em definir dois grandes tipos de instalações produtoras: os PRE despacháveis e os não despacháveis. A forma de participação

destes PRE no mercado (CBF e / ou bolsa de energia) deveria então ter em consideração esta característica, devendo nomeadamente haver o cuidado em não penalizar por desvios a PRE não despachável. Em simultâneo deveria proceder-se à implementação de procedimentos de previsão de produção da PRE não despachável, por cada área de controlo, para o horizonte temporal das 24 horas do mercado diário.

Seria importante para a estabilidade do MIBEL que as Administrações de Espanha e Portugal sinalizassem desde já a vontade de fazer evoluir os actuais sistemas de incentivo para um novo sistema, mais harmonizado e mais compatível com mecanismos de mercado, indicando se possível o calendário desse processo. Enquanto não se proceder a essa necessária harmonização, importa minimizar o impacte dos actuais sistemas de incentivo “fora do mercado” sobre o MIBEL.

### 3.9 Liberalização do mercado do gás natural

Para que a concorrência ao nível da produção de energia eléctrica não seja distorcida é necessário garantir o acesso não-discriminatório dos produtores ao gás natural, principal combustível actualmente utilizado, revendo e harmonizando as condições existentes em Espanha e Portugal.