



Texto de Discussão do Setor Elétrico n.º 31

**Mercados de energia em sistemas elétricos
com alta participação de energias renováveis**

Nivalde José de Castro

Roberto Brandão

Simona Marcu

Guilherme de A. Dantas

Rio de Janeiro

Março de 2011

Sumário

1. Introdução	3
2. A liberalização do setor elétrico e a competição na geração.....	5
3. Microeconomia: conceitos básicos sobre mercados competitivos	7
4. Mercados com empresas com custos marginais muito baixos.....	11
5. Competição em mercados de energia elétrica	17
6. O caso brasileiro: geração baseada em custos fixos	20
7. Microeconomia dos mercados de energia europeus.....	27
8. O avanço das fontes renováveis em Portugal e Espanha.....	31
9. Renováveis diminuem os preços de mercado.....	34
10. Análise do comportamento dos preços de energia no ano de 2010.....	37
11. Deficiências no sinal econômico dos preços <i>spot</i> com o aumento da participação de renováveis na matriz.....	42
Conclusões.....	44
Bibliografia	47

Mercados de energia em sistemas elétricos com alta participação de energias renováveis

Nivalde José de Castro¹

Roberto Brandão²

Simona Marcu³

Guilherme de A. Dantas⁴

1. Introdução

O objetivo central das reformas liberalizantes do setor elétrico, que ocorreram em inúmeros países ao redor do mundo a partir do final da década de 1980, foi promover e estimular a concorrência nos segmentos considerados potencialmente competitivos da cadeia produtiva do setor elétrico: geração e comercialização. Nos países europeus, por exemplo, a competição no segmento de geração foi implementada, de forma geral, através da criação de um mercado diário, com determinação dos preços da energia e do nível de produção de cada gerador mediante leilão. Entretanto, este desenho de mercado, que se mostrou adequado em sistemas em que o preço é formado na maior parte das vezes por empresas geradoras movidas a combustíveis fósseis, não funciona adequadamente em um sistema com maior participação de geração com base em fontes renováveis.

Nestes termos, pretende-se demonstrar ao longo do presente estudo a seguinte hipótese: dependendo da estrutura de custos de uma determinada matriz de geração de energia elétrica, a formação de preços

¹ Professor da UFRJ e coordenador do GESEL - Grupo de Estudos do Setor Elétrico do Instituto de Economia da UFRJ.

² Pesquisador-Sênior do GESEL/IE/UFRJ.

³ Mestranda de Economia da FEP/Universidade do Porto e Pesquisadora do GESEL/IE/UFRJ.

⁴ Doutorando do Programa de Planejamento Energético da COPPE/UFRJ e Pesquisador-Sênior do GESEL/IE/UFRJ.

em um mercado competitivo de curto prazo pode não ser funcional e eficiente, emitindo sinais econômicos errôneos que podem colocar em risco o equilíbrio financeiro dos geradores e comprometer a expansão da capacidade instalada.

Este problema é particularmente evidente quando se analisam sistemas em que o *mix* energético é dominado por plantas de geração com custos fixos elevados e custos marginais baixos ou nulos, como é o caso da maior parte das unidades de energias renováveis. Nestes sistemas, os preços *spot* tendem a estacionar em níveis demasiado baixos por longos períodos, tornando impossível remunerar os investimentos em geração.

Desta forma, sistemas elétricos que apresentam um *mix* energético com geração hidroelétrica, eólica, outras fontes renováveis e mesmo geração nuclear, e que não tenham interligações de grande porte com sistemas dominados por geradores movidos a combustíveis fósseis, têm dificuldade para estabelecer ou manter um mercado *spot* plenamente funcional. Um mercado competitivo de energia pode existir em tais sistemas, mas somente se forem criados mecanismos de contratação diferentes ou complementares ao mercado diário, capazes de remunerar o custo fixo dos geradores e dar sinais econômicos corretos que garantam à expansão da capacidade instalada do sistema.

O setor elétrico brasileiro - SEB - é um caso emblemático de um sistema em que não formatou um mercado *spot* para a comercialização de energia elétrica. Esta decisão foi tomada devido às características da matriz de geração elétrica, baseada preponderantemente em recursos hídricos.

Com o crescimento da geração a partir de fontes renováveis, a Europa - de uma forma geral e o mercado ibérico em particular - começa a enfrentar problemas decorrentes da transição para uma matriz de geração baseada em custos marginais muito baixos: os preços do mercado *spot* de energia perdem a capacidade de emitir sinais econômicos adequados, eficientes. A mudança na composição da matriz elétrica em alguns sistemas europeus tende a criar distorções no mercado, diminuindo o preço médio da energia no *spot* e colocando em risco a remuneração dos custos fixos e do capital investido de empreendimentos térmicos. Este problema já é claramente perceptível no

mercado elétrico ibérico, em especial na Espanha, que será examinado posteriormente.

O objetivo geral deste estudo é analisar as consequências de um aumento substancial da geração com base em fontes com custo marginal reduzido ou nulo no funcionamento de mercados de energia liberalizados. O objetivo específico será examinar o impacto do aumento da participação de fontes renováveis no mercado ibérico de energia, notadamente na Espanha.

Do ponto de vista metodológico, o texto utiliza conceitos basilares da teoria microeconômica de mercados competitivos tradicionais e dos mercados com predominância de geradores com custos fixos afundados e custos marginais muito baixos. É desenvolvida uma análise do setor elétrico brasileiro, sistema dominado por geração com custo marginal nulo. Em seguida são apresentados os fundamentos microeconômicos dos mercados com predominância de geração térmica. Por fim é apresentado um estudo de caso do mercado ibérico de energia, avaliando o impacto do aumento da participação de renováveis.

2. A liberalização do setor elétrico e a competição na geração

A indústria de energia elétrica se caracteriza basicamente pelos seguintes parâmetros: necessidade de investimentos que exigem grandes montantes de capital e longos prazos de maturação. A natureza dos investimentos é de tal ordem que existem ganhos de escala expressivos, ao mesmo tempo em que é necessário adquirir ativos específicos, que se constituem em “custos afundados”. Contudo, tais características se manifestam com intensidade variável nos diferentes segmentos da cadeia produtiva de energia elétrica.

Notadamente, os ganhos de escala são mais importantes nos segmentos de transmissão e distribuição. Nesses dois segmentos, os custos marginais são muito baixos: existindo capacidade instalada, um novo cliente pode ser atendido com um custo marginal muito reduzido. Mais importante do que isso é que as economias de escala, na ausência de regulação, permitem que uma empresa já instalada e com investimentos parcialmente amortizados possa afastar eventuais concorrentes pela

simples possibilidade de praticar um preço que inviabilize o retorno do investimento da empresa entrante. A escala eficiente no segmento da distribuição e transmissão em longa distância ocorre com uma única firma em um determinado local. Em função dessas características, esses segmentos são exemplos clássicos de monopólios naturais. Em contrapartida, os segmentos de geração e comercialização, que não estão sujeitos a economias de escala da mesma magnitude, são considerados como potencialmente competitivos.

As reformas liberalizantes no setor elétrico iniciadas nos anos 1980 promoveram a competição nesses dois segmentos, através da garantia de livre acesso à rede elétrica de transmissão para qualquer *player* interessado em comercializar energia e através da criação dos mercados de energia. Promovendo a competição onde ela era possível, as reformas liberalizantes buscaram fomentar a eficiência econômica via mercado, focando a regulação econômica de tarifas nos outros segmentos com características de monopólio natural.

A competição na geração e na comercialização de energia nos países europeus foi promovida na maior parte das vezes através da criação de um mercado *spot* de energia, com preço horário determinado via leilão. Esse tipo de mercado tem um duplo objetivo:

- i. Permite determinar o funcionamento ótimo do sistema a cada dia, atendendo os consumidores de energia elétrica com a oferta de empresas geradoras aos custos mais baixos possíveis;
- ii. Os preços do mercado *spot* servem de sinalizador econômico para investimentos em ampliação do parque gerador e para restringir a operação das plantas mais ineficientes em termos de custos.

Entretanto, a implantação de um mercado *spot* competitivo, capaz de operar de forma eficiente e, ao mesmo tempo, emitir os sinais econômicos corretos, não é algo factível e possível para qualquer sistema elétrico. A estrutura de custos predominante do parque gerador pode inviabilizar a criação de um mercado *spot* funcional. É o caso de sistemas dominados por geradores com custos marginais baixos ou nulos (energias nuclear, hídrica e de fontes renováveis como eólica, biomassa e solar) não se conformam a um modelo de comercialização de energia centrado em um mercado diário. Para estes tipos de sistemas, o mercado

spot pode até preencher a função de definir o funcionamento ótimo do sistema a cada dia, mas os preços formados por este mercado não emitirão sinais econômicos eficientes. Isto pode ser entendido com o auxílio de alguns preceitos básicos da Teoria Microeconômica aplicados às estruturas de custos das empresas participantes dos mercados de energia, conforme será desenvolvido na próxima seção.

3. Microeconomia: conceitos básicos sobre mercados competitivos

O funcionamento de um mercado competitivo pode ser entendido através das teorias de determinação da oferta da empresa, dos preços de curto prazo e dos preços de longo prazo em mercados de concorrência perfeita.

Os principais conceitos que merecem destaque para ajudar a compreender os fundamentos dos mercados de energia são:

- i. **Custo fixo:** é o custo que não depende do nível de produção. Inclui o custo do capital empregado, o aluguel das instalações, os gastos com administração, entre outros. O custo fixo médio ou unitário é o custo fixo dividido pelo número de unidades produzidas, em outras palavras, é a fração do custo fixo associada com cada unidade produzida.
- ii. **Custo variável:** é o custo que tem relação e dependência com o volume de produção. No caso da geração de energia termoelétrica o principal custo variável é o custo do combustível. Para centrais eólicas ou hidroelétricas, o custo variável ou é zero ou é muito próximo de zero. O custo variável médio é a fração do custo variável total associado a cada unidade produzida.
- iii. **Custo marginal** é o custo variável associado à fabricação de uma unidade adicional do produto. No caso de uma planta de geração de eletricidade, o custo marginal é o custo de se produzir mais um MWh, que, por sua vez, costuma ser função basicamente do custo variável unitário do recurso energético utilizado no processo de produção.

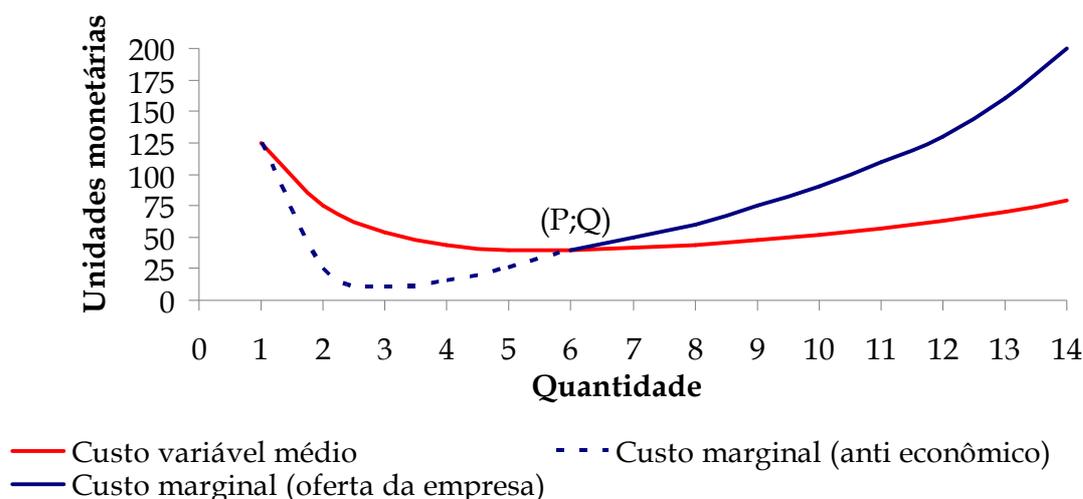
Mercados perfeitamente competitivos são aqueles em que há muitos produtores e compradores de um produto homogêneo e onde não há barreiras à entrada (livre acesso ao mercado para novos entrantes) ou à saída de produtores (não há custos afundados que possam limitar a mobilidade de capital). Em tal situação, os produtores não conseguem exercer poder de mercado, sendo obrigados a vender seus produtos ao preço da ocasião, sem ter nenhuma influência sobre ele. Os produtores são *price takers*, estando restritos a optar entre vender ao preço do mercado ou deixar de vender.

Em estruturas de mercado de concorrência perfeita o preço tende ao nível do custo marginal da indústria. Cada produtor irá aumentar a sua produção sempre que a receita por uma nova unidade vendida (receita marginal) igualar ou ultrapassar os custos incorridos diretamente na sua produção (custo marginal). Como nesse tipo de mercado os produtos só se diferenciam pelo preço (dado que o produto é homogêneo), a livre concorrência faz com que todos os *players* aceitem vender até pelo preço-limite permitido pela racionalidade econômica: aquele que iguala a receita marginal ao custo marginal, ou seja, aquele em que a receita com uma unidade adicional vendida equivale ao custo variável de produzi-la. Aceitar um preço menor que o custo marginal induziria a perdas injustificáveis, sendo melhor não produzir do que vender a tal preço.

O Gráfico 1⁵ procura visualizar esta situação. A oferta de uma firma no curto prazo em um mercado perfeitamente competitivo é a parte da curva de custo marginal acima de sua curva de custo variável médio evidenciada na linha azul contínua.

⁵ A oferta de uma empresa em concorrência perfeita será determinada pelo seu custo marginal de produção com uma exceção: a empresa não ofertará seus produtos se o preço for menor que o custo variável médio. A lógica por trás deste comportamento pode ser percebida por um exemplo do setor elétrico. Muitas termoeletricas têm custos significativos de arranque, pois precisam queimar combustível para aquecer uma caldeira para só então serem capazes de gerar eletricidade. Para estes geradores o custo variável médio para produzir os primeiros MWh é elevado em função dos custos de arranque, muito embora o custo para produzir qualquer MWh adicional (custo marginal) seja baixo. Este tipo de termoeletrica não tem motivação para iniciar a produção enquanto a receita não for capaz de cobrir o custo de arranque, isto é, enquanto o preço não for superior ao custo variável médio.

Gráfico 1 - Oferta de uma empresa em concorrência perfeita

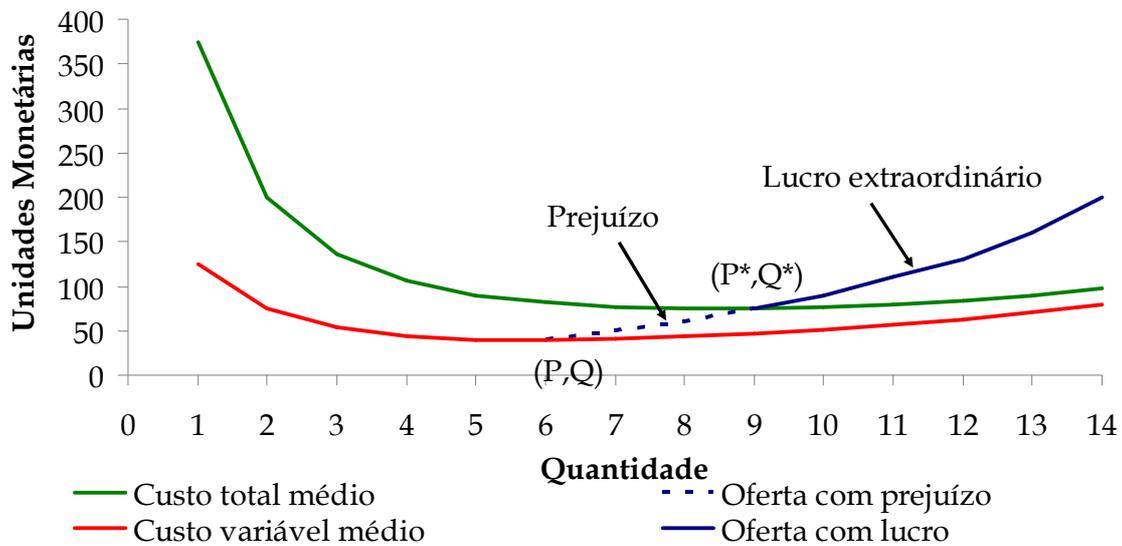


Fonte: Elaboração própria a partir de Varian (1999).

O Gráfico 2 apresenta a questão do *break-even*. Mostra a partir de que nível de preços o custo unitário de produção da empresa é, pelo menos, igualado. Este gráfico é semelhante ao Gráfico 1, mas inclui também a curva de custo total médio, que corresponde ao custo total por unidade produzida, incluindo tanto custos fixos como custos variáveis.

No Gráfico 2 é possível perceber que a firma só atinge o *break-even*, isto é, as receitas só cobrem todos os custos, a partir do ponto (P^*, Q^*) , ou seja a partir do momento em que a curva de custo marginal corta a curva de custo total unitário. Entre os pontos (P, Q) e (P^*, Q^*) - a parte pontilhada da curva de oferta - a empresa consegue recuperar todos os custos variáveis, mas somente uma parte dos custos fixos, operando, portanto, com prejuízo. Para esta firma, é preferível estar nesta situação a parar a produção. Parando a produção, a empresa teria que arcar com os custos fixos integralmente. Continuando a produzir ela minimiza os prejuízos, cobrindo os custos variáveis e parte do custo fixo total.

Gráfico 2 - Oferta da empresa sob concorrência perfeita



Fonte: elaboração própria a partir de Varian (1999).

No curto prazo, as empresas podem atuar no intervalo de produção em que apenas os custos variáveis são cobertos integralmente, isto é, elas podem produzir com prejuízo. Contudo, no longo prazo, esta situação é insustentável. Muitas firmas não resistem muito tempo quando não conseguem remunerar os custos fixos e acabam saindo do mercado. A saída de empresas reduz a oferta provocando aumento dos preços para um nível igual ou superior ao custo médio.

Em um mercado competitivo, as receitas tendem, no longo prazo, a serem iguais aos custos totais. Os preços tendem a igualar os custos totais médios e também os custos marginais: o preço de equilíbrio no longo prazo será o ponto (P^*, Q^*) do Gráfico 2. A explicação clássica é que os agentes tomam decisões de forma a antecipar a tendência natural do mercado: qualquer perspectiva de perda ou ganho econômico afasta ou atrai investidores até que a perda ou ganho previsto se neutralize.

Entretanto, e esta é uma questão relevante que se aplica ao setor elétrico, em mercados onde existam barreiras à entrada ou à saída de empresas, a convergência entre o preço e os custos ocorre de maneira imperfeita. Nos mercados de energia as barreiras à entrada são eliminadas pelo livre

acesso às redes de transmissão a preços não discriminatórios. Entretanto, pela natureza dos investimentos em geração de energia elétrica, não é possível eliminar as barreiras à saída de empresas. Há barreiras à saída quando o capital é investido na aquisição de ativos fixos específicos, que só podem ser utilizados para produzir certo tipo de bem ou serviço. Nesta situação, o capital investido constitui um custo afundado, que não pode ser recuperado ao se abandonar a produção.

Nos mercados competitivos clássicos, que envolvem a produção e o comércio de *commodities* agrícolas, não há barreiras à saída. Na produção de soja ou milho, por exemplo, a terra e a maior parte dos implementos agrícolas podem ser utilizadas na produção de outros bens. Um produtor insatisfeito com as perspectivas do preço do milho, por exemplo, pode sair desse mercado, passando a produzir soja na safra seguinte, sem que isto implique em perda do capital investido. Mas no setor elétrico esta possibilidade não está dada: um equipamento de geração não tem usos alternativos. Um produtor insatisfeito com os preços de energia pode até vender sua central, mas isto não implica em diminuição de oferta, na medida em que o comprador poderá continuar a produzir eletricidade. A diminuição da oferta só se materializará se houver desativação de centrais de geração, caso em que ocorrerão perdas elevadas (senão totais) do capital investido. As barreiras à saída fazem com que os produtores mantenham a produção por muito tempo mesmo que os preços de mercado impliquem em prejuízos sistemáticos. Naturalmente, chega sempre a um ponto em que alguns não conseguem mais suportar os prejuízos como, por exemplo, quando não há mais entradas de recursos financeiros (fluxo de caixa) suficiente para honrar as dívidas. Somente então ocorre o fechamento de plantas produtoras e uma diminuição da oferta.

4. Mercados com empresas com custos marginais muito baixos

Os mercados de energia elétrica, onde tanto a geração de energia de cada unidade produtiva como o preço de mercado são determinados em um mercado diário, procuram por em prática a teoria microeconômica dos mercados competitivos. Entretanto, dependendo da estrutura de custos

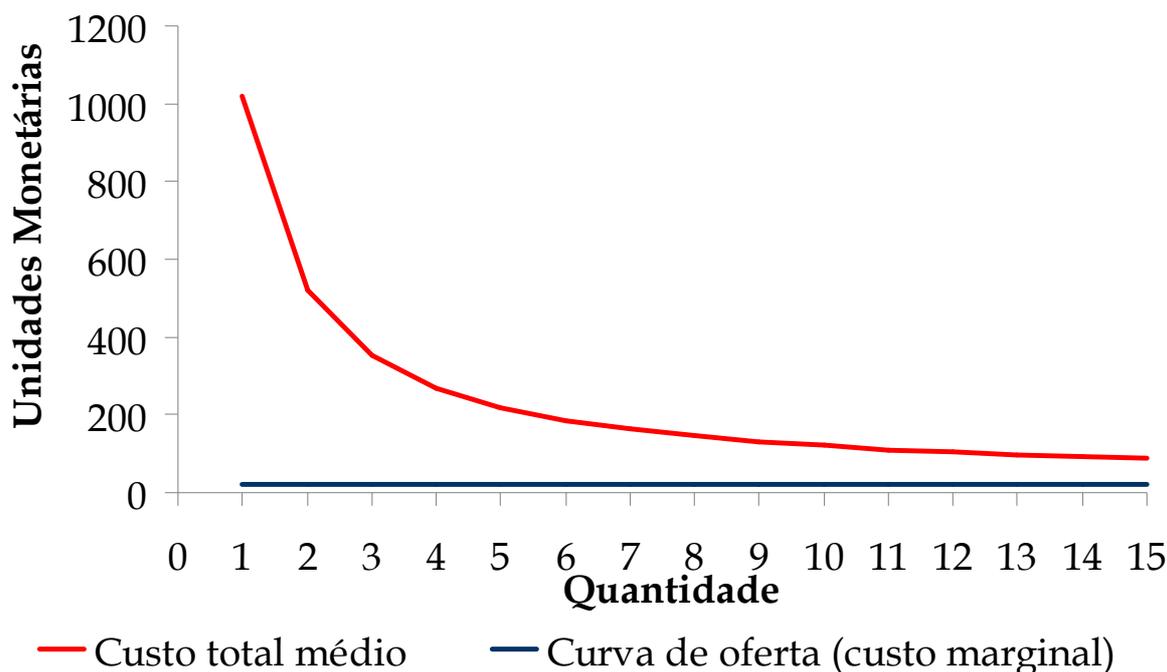
das plantas de geração, o mercado competitivo tende a não funcionar adequadamente.

Indústrias com uma estrutura de custo fortemente baseada em custos fixos e que envolvem custos afundados normalmente não chegam sequer a constituir mercados competitivos. Há uma forte tendência à concentração, de modo que após algum tempo os principais *players* conseguem obter algum poder sobre os preços.

Um caso de particular interesse são as plantas produtivas que, além de capital-intensivas, têm custos variáveis extremamente reduzidos. Este é o caso das usinas hidroelétricas, usinas nucleares, parques eólicos e outras geradoras de fontes renováveis. Isto se deve ao fato de os respectivos combustíveis serem muito econômicos em comparação com o custo do capital (caso das usinas nucleares) ou mesmo gratuitos (caso da maior parte dos renováveis).

Entretanto, há outros exemplos de indústrias com estrutura de custo semelhante, como a telefonia fixa e móvel e a reprodução de informação em mídia digital. O Gráfico 3 ilustra a determinação da curva de oferta de uma empresa desse tipo, em que o custo total médio consiste essencialmente de custos fixos e o custo variável médio é sempre muito próximo de zero.

Gráfico 3 - Oferta de empresas com custos marginais baixos



Fonte: Elaboração própria

Empresas com essa estrutura de custo ofertarão seus produtos qualquer que seja o preço de mercado (a curva de oferta é uma reta paralela ao eixo X). Diferentemente dos Gráficos 1 e 2, em que era representado um custo marginal crescente, aqui o custo marginal é constante. A consequência disso é que a empresa produzirá no máximo de sua capacidade produtiva sempre que o preço pelo menos se igualar ao custo marginal. Mas como o custo marginal é ínfimo, na prática, a produção será maximizada, a não ser que o preço realmente chegue a zero. Supondo que muitas firmas - senão todas - têm essa estrutura de custo, o mercado será inundado de produtos.

É importante observar que em nenhum ponto a curva de oferta cruza a curva de custo total médio (que é o somatório dos custos fixos com os custos variáveis). Isto quer dizer que, ao prevalecerem condições de competição pura, onde os produtores não têm poder de mercado, as empresas sempre funcionarão com prejuízo. As empresas sempre tentarão produzir a plena capacidade para minimizarem seus prejuízos: melhor vender toda a produção ao preço de mercado e cobrir uma parte - ainda que ínfima - do custo fixo, do que parar a produção e ter que arcar com todo o custo fixo. Se todos os concorrentes também tentam

maximizar a produção e aceitam fazê-lo a qualquer preço, o resultado é uma oferta elevada de produtos que leva o preço de mercado para um patamar muito baixo.

Neste sentido, merece ser assinalado que em mercados onde as empresas têm custos fixos elevados e custos marginais muito baixos *o preço nunca cobre todos os custos*. As firmas nunca atingem o *break-even*: o preço será sempre um ponto da curva de custo marginal, mas esta curva nunca cruza com a curva de custo total médio.

Se nestes mercados não se atinge o *break-even* no curto prazo, não é de esperar que uma situação de equilíbrio ocorra no longo prazo. Se algumas empresas não suportam os prejuízos e saem do mercado, ainda assim o preço permanece igual ao custo marginal, isto é, ainda assim ele permanece próximo a zero, pois as empresas restantes seguem maximizando a produção. A situação só muda quando saem do mercado tantas empresas que a capacidade instalada total da indústria não é mais suficiente para atender à demanda. Neste caso os preços se elevam momentaneamente acima dos custos marginais. Se a demanda tiver baixa elasticidade preço, como é o caso da energia elétrica, os preços subirão a patamares indefinidamente elevados. Entretanto, tal fato não deve chegar a atrair novos investidores, pois quem estará disposto a investir em um mercado onde o preço tende a estacionar em um nível em que todos perdem dinheiro sempre que há oferta suficiente para atender à demanda?

Um mercado de produto homogêneo, com uma estrutura de custos centrada em custos fixos, que incluam custos afundados substanciais só é economicamente sustentável em três circunstâncias:

- i. Caso as empresas possam exercer poder de mercado para afastar potenciais concorrentes e influir nos preços;
- ii. Caso o mercado seja regulado de modo a permitir o equilíbrio econômico-financeiro das empresas; e
- iii. Caso as empresas tenham outras fontes de receita além da venda de seus produtos no mercado.

Estes três casos serão analisados de forma mais detida em seguida.

A primeira situação em que mercados com estruturas de custo altamente capital-intensivas e com baixos custos marginais atingem certo equilíbrio é quando se estabelece um padrão de concorrência que dá às empresas, ou pelo menos às maiores, algum poder de mercado. São os mercados oligopolizados. Quando a competição desenfreada empurra os preços para baixo, empresários de maior visão e maior capacidade financeira compram concorrentes em dificuldades e as empresas atingem tamanho suficiente para deter poder de mercado e, desta forma, influenciar os preços.

Quando os custos fixos são predominantemente investimentos em ativos específicos ou em outros custos afundados, as empresas já estabelecidas no mercado ocupam uma posição particularmente confortável. O simples fato de possuírem ativos parcialmente amortizados serve de elemento de dissuasão contra novos concorrentes, isto é, de barreira à entrada. Novas empresas correm o risco de serem expulsas do mercado e amargar pesados prejuízos em uma eventual guerra de preços. Em mercados com estrutura de custos baseada em custos fixos com características de custos afundados que também possuem elevadas economias de escala, a tendência à concentração se manifesta de forma ainda mais intensa: são os exemplos clássicos de monopólios naturais, como a distribuição e transmissão de energia elétrica.

O segundo caso em que indústrias com estruturas de custo centradas em custos fixos funcionam adequadamente é o de mercados regulados. A regulação não precisa estar restrita a monopólios naturais nem tampouco precisa eliminar de todo a competição. Basta que sejam dados contornos à competição para que ela possa ser exercida de modo saudável.

É o caso, por exemplo, da telefonia móvel. Trata-se de um serviço em que a participação dos custos fixos no custo total é muito alta e que, por isso, nunca seria economicamente sustentável em competição plena. Não é, porém, um caso clássico de monopólio natural, já que as economias de escala são muito menores do que na telefonia fixa. Mas a regulação normalmente permite apenas uma competição limitada, criando barreiras regulatórias à entrada de um número excessivo de firmas. Isto é feito, por exemplo, através da limitação do número de licenças para

operadoras móveis. A regulação procura, nesse caso, estabelecer um equilíbrio entre a viabilidade financeira do negócio, que não poderia ocorrer em competição plena, e o interesse dos consumidores, que é atendido caso os serviços sejam adequados e os custos razoáveis.

Finalmente o terceiro caso: indústrias com estrutura de custo onde predominam os custos fixos afundados e custos marginais baixos ou nulos podem ser viáveis em um ambiente competitivo se houverem alternativas de receita além da venda dos produtos no mercado. O melhor exemplo de um mercado competitivo em que as empresas sobrevivem com outras receitas que não a venda de produtos, é o “mercado” de páginas da Internet (Shapiro e Varian, 1999). Montar um *website* envolve essencialmente custos fixos com equipamentos, salários, administração, operação e manutenção. Porém, o custo marginal, isto é, o custo de produzir uma página Web adicional, é ínfimo, correspondendo a uma pequena fração de um centavo. Mais do que isto, os custos fixos são custos afundados, pois uma vez realizados os gastos eles não podem ser recuperados. Assim, feito o investimento, não há por que deixar de produzir páginas a qualquer preço.

Produzir o conteúdo de uma página pode ter até um custo direto, por exemplo, pagar um escritor *freelance* para redigir um texto e pagar um designer *freelance* para formatá-lo. Mas o aspecto essencial do negócio é que *reproduzir* esta mesma página custa pouco mais do que nada.

A consequência é que sites que não dispõem de conteúdo proprietário não têm como cobrar pelo acesso. Qualquer preço que seja pedido pelo acesso às páginas será superior ao custo marginal e, portanto, outros participantes do mercado devem estar dispostos a vender seu produto por um preço ainda menor. O custo marginal neste mercado é um valor tão ínfimo que sequer vale a pena pensar em cobrar pelo acesso a uma página.

Isto não quer dizer, naturalmente, que seja impossível ganhar dinheiro no “mercado” de páginas da Internet. A estratégia mais comum é buscar outras fontes de receita que não a venda de acesso às páginas. É possível, por exemplo, atrair muitos usuários para ganhar com propaganda, alugando espaço das páginas para anunciantes interessados em atingir o público do *site*.

O mercado de energia elétrica brasileiro, onde todos os consumidores têm que lastrear o consumo em contratos financeiros de energia, é um exemplo de um arranjo deste tipo. As receitas das empresas geradoras no Brasil vêm principalmente destes contratos financeiros e não da venda da energia efetivamente gerada. Um gerador térmico, por exemplo, que em um sistema com forte predominância hídrica como o brasileiro ficaria ocioso a maior parte do tempo, auferiria receitas com seus contratos financeiros e estas receitas não estão relacionadas nem com a energia efetivamente gerada, nem com o preço de curto prazo da energia (normalmente muito baixo).

5. Competição em mercados de energia elétrica

Um mercado de energia elétrica deve ser desenhado e formatado em relação direta com a estrutura de custos do parque gerador do país ou região a que atende.

Os mercados de energia elétrica só funcionam de forma adequada, remunerando apropriadamente os geradores e sinalizando a necessidade de expansão da capacidade instalada se os mecanismos de mercado são desenhados tendo em vista a estrutura de custos das firmas que operam no mercado.

Para avançar a análise, pode-se tomar como exemplo os mercados *spot* de energia dos mercados europeus. Em todas as bolsas de energia europeias há um leilão diário em que os geradores fazem ofertas de preço para suprir de hora em hora a demanda prevista. A cada intervalo de tempo são vitoriosas as ofertas com preços mais baixos que somadas atendem ao consumo previsto. Na maior parte dos mercados deste tipo, o preço da oferta mais cara aceita determina o preço da energia no período (mecanismo chamado *uniform price auction* ou UPA⁶).

Esse desenho de mercado *spot* emula aproximadamente um mercado competitivo da microeconomia clássica e tem funcionado há vários anos em diversos mercados europeus com sucesso. Há, porém, um traço

⁶ A alternativa chama-se *pay-as-bid auction* (PABA). Em tais leilões a remuneração de cada gerador é exatamente o seu *bid* no mercado. Esse desenho de leilão é menos utilizado.

comum e forte entre os mercados europeus de eletricidade: a participação expressiva de geração com base em combustíveis fósseis, de forma que frequentemente o preço é formado pela oferta de uma central térmica com custos marginais expressivos.⁷

Merece ser lembrado que a argumentação desenvolvida anteriormente procurou evidenciar que esta estrutura de mercado competitivo não tem como funcionar adequadamente em um sistema em que as empresas geradoras têm custos marginais baixos ou nulos.

Um exemplo hipotético pode ajudar a reforçar e esclarecer esta questão.

Suponha-se um sistema elétrico em que todos os geradores têm custos marginais desprezíveis, por exemplo, um sistema em que toda a capacidade instalada é de geração geotérmica.

A geração geotérmica utiliza vapor produzido a partir do calor de rochas vulcânicas para acionar turbinas e produzir energia. Trata-se de uma energia renovável, já que o calor extraído no processo representa uma porção ínfima do calor do interior da terra. Além disso, é uma geração controlável, ao contrário de outras renováveis, como a energia eólica, por exemplo. Porém, o mais importante para o presente exemplo é que se trata de uma modalidade de geração termoelétrica que não utiliza combustíveis fósseis. Os custos variáveis e os custos marginais são, por

⁷ Há uma exceção importante. O Nordpool em sua origem reunia geradores com custos variáveis muito baixos e hoje este tipo de geração ainda representa um *share* elevado do mercado. O Nordpool foge um pouco do modelo europeu, na medida em que ele foi, desde o início, um mercado voluntário em que participavam empresas que já possuíam contratos de longo prazo de compra e venda de energia. Assim, as transações no Nordpool não determinavam o despacho físico. No início do Nordpool, a Noruega possuía um parque gerador quase totalmente hídrico e a Suécia contava com um parque gerador dividido entre hidroelétricas e centrais nucleares. Com uma indústria centrada em geradores com tal estrutura de custos não é surpreendente que a criação do Nordpool tenha inaugurado um período de vários anos com baixos preços da energia. As empresas de geração, quase todas estatais, amargaram anos sucessivos de resultados ruins. Naturalmente, com baixos preços no mercado *spot*, não houve sinalização de preços para a realização de investimentos em geração durante um longo período. Mas tampouco havia necessidade para tal, uma vez que a demanda crescia em torno de 1% ao ano, partindo de uma situação inicial em que a oferta de energia era confortável (Ver Von Der Fehr, N. et. all. *The Nordic Market: Signs of Stress?* Cambridge Working Papers in Economics, 2005). Com o tempo o Nordpool atraiu novos países e aumentou a participação de geração térmica baseada em combustíveis fósseis no *mix* de geração do mercado. Isso evidentemente elevou os preços de mercado. Hoje, em anos normais, o Nordpool apresenta preços baixos durante a primavera e verão, época de aflúências mais altas nas hidroelétricas, e preços significativamente maiores no outono e no inverno, quando é necessário acionar termoelétricas com maior intensidade.

esta razão, extremamente reduzidos. A grande maioria dos custos de uma central geotérmica está relacionada à recuperação do investimento na construção da central (equipamentos e perfurações). Há também custos fixos de administração, operação e manutenção. Os custos variáveis estão restritos a manutenções que dependam do número de horas de uso dos equipamentos.

Se a energia desse sistema hipotético for comercializada em um mercado diário no estilo europeu, sem que os produtores tenham poder de mercado, o preço da energia será igual ao custo marginal do gerador térmico com maior custo variável. Neste caso o custo marginal de todos os geradores é ínfimo e, por isso, o preço da energia será sempre muito próximo de zero. Óbvio que os geradores não serão capazes de remunerar o capital investido e que não haverá novos investimentos. A rigor não será possível sequer pagar custos fixos com administração, operação e manutenção. Em pouco tempo todos os produtores estarão à beira da falência e não tardará muito para que alguns encerrem as atividades.⁸

Um modelo de comercialização centrado no mercado *spot* de energia ao estilo europeu não faz sentido em um sistema elétrico onde a geração tem custos variáveis e marginais muito baixos. Na verdade, a principal razão de ser do mercado diário – garantir que a geração seja feita pelas centrais com menores custos variáveis – sequer existe em um sistema onde nenhuma central tem custos variáveis substanciais.

Em função do aumento e da volatilidade do preço do petróleo, da dependência de importações maciças de energéticos importados e das metas de redução da emissão de gases de efeito estufa, os países europeus vêm estimulado e incentivando uma mudança na composição da matriz de geração buscando aumentar a participação de renováveis na matriz de elétrica e diminuir a geração baseada em combustíveis

⁸ Chegará um ponto, evidentemente, em que não haverá mais capacidade de geração suficiente para atender à demanda. Somente quando ocorrer tal situação de insuficiência de oferta é que os preços aumentarão. E dado o caráter pouco elástico da demanda de energia elétrica, a tendência é que os preços subam muito. Na verdade, eles estacionarão ao preço que fizer com que a demanda diminua para um volume que possa ser atendido pelas empresas em operação. Mas, se por acaso, alguma das centrais que encerrou as atividades voltar a operar, permitindo novamente o atendimento pleno da demanda, os preços do mercado *spot* voltarão a patamares ínfimos.

fósseis. Isso indica uma tendência ao crescimento da geração com baixos custos marginais e, como destacado anteriormente, em um sistema com essas características, os preços *spot* podem emitir sinais econômicos inadequados.

Na próxima seção será desenvolvida uma análise sucinta de um caso concreto, o brasileiro. Trata-se de um sistema com forte predominância da geração hídrica e com presença de geração térmica complementar, com necessidade de rápida e crescente expansão da capacidade instalada. O sistema elétrico brasileiro passou por reformas liberalizantes nos anos 1990, mas não chegou a adotar um mercado *spot* verdadeiro, instituindo, ao invés de um mercado diário, um mercado de contratos financeiros compulsórios.

6. O caso brasileiro: geração baseada em custos fixos

O parque gerador brasileiro é composto predominantemente por hidroelétricas, sendo um bom exemplo de sistema com predominância de custos fixos e custos marginais muito baixos. A distribuição da capacidade instalada do Sistema Interligado Nacional - SIN⁹ - é apresentada na Tabela 1.

Tabela 1
Composição da matriz de geração elétrica brasileira: 2009

Fonte	MW	% do total
Hidroelétrica*	82.189	83,2
Termoelétrica	13.945	14,1
Nuclear	2.007	2,0
Eólica	358	0,4
Outras	197	0,2
Total	98.727	100,0

* Inclui toda a capacidade instalada de Itaipu.

⁹ O SIN representa a quase totalidade do mercado elétrico brasileiro, excluindo o sistema isolado, localizado na região norte (amazônica).

Apesar de deter capacidade instalada de termoeletricas relativamente expressiva, a producao efetiva de eletricidade e feita predominantemente com hidroeletricas, como pode ser visto na Tabela 2.

Tabela 2
Gerao de hidrelétrica no SIN como percentagem da gerao total verificada: 2000-2009.

Ano	% do total
2000	94,11
2001	89,65
2002	90,97
2003	92,14
2004	88,63
2005	92,45
2006	91,81
2007	92,78
2008	88,61
2009	93,27

Fonte: ONS.

Além dos geradores hídricos, o sistema brasileiro conta também com outros geradores com estrutura de custos centrada em custos fixos. A gerao nuclear, responsável por 3,5% da gerao efetiva em 2009, tem a maior parte da produo contratada no regime de *take or pay*, produzindo energia sempre que os equipamentos estão disponíveis, independente de sinal econômico. Além disso, parte da gerao térmica a carvão está também contratada como *take or pay*, o mesmo ocorrendo para unidades de cogerao e a ainda incipiente gerao eólica. Em um ano de hidrologia generosa, como foi o de 2009, os autores estimam que cerca de 98% da energia produzida no Sistema Interligado Nacional foi produzida com tecnologias que não tem custos variáveis apreciáveis.

Em um sistema como esse, um modelo de comercializao centrado em um mercado *spot* com ofertas diárias de preços dos agentes definindo o despacho não teria como se tornar funcional. A literatura sobre o modelo brasileiro normalmente destaca que a opcao feita nos anos 1990, durante o processo de liberalizao do mercado, por manter o despacho centralizado, em detrimento da criao de um mecanismo nos moldes do

mercado diário europeu, justifica-se com base na necessidade de garantir a gestão otimizada de recursos hídricos localizados em diversas bacias hidrográficas, em um horizonte de longo prazo (Araújo, 2009). Argumentou-se com frequência que em um sistema como o brasileiro, um leilão diário não conseguiria formar o despacho ótimo do sistema. Este ponto de vista é, sem dúvida, correto¹⁰. No entanto, ele não esgota a questão, uma vez que do ponto de vista *estritamente econômico* um mercado *spot* puro não teria como emitir sinais econômicos corretos, seja para a expansão do sistema, seja para a saída de operação de centrais antiquadas.

Se houvesse no Brasil um mercado diário no modelo europeu, os preços *spot* seriam irrisórios na maior parte do tempo, ou seja, sempre que as condições hidrológicas permitissem o abastecimento de energia elétrica se daria apenas pelas empresas geradoras de custos marginais muito baixos.

No entanto, como o sistema brasileiro não é puramente hídrico, na ocorrência de períodos de seca intensa, a geração térmica complementar a partir de combustíveis fósseis precisaria ser acionada. Em tais situações, seria inevitável a ocorrência de preços *spot* muito elevados por um período prolongado. Contudo, a alternância de longos períodos de preços muito baixos com curtos períodos de preços muito altos não indicaria um sinal econômico robusto e adequado para a expansão da

¹⁰ Dois exemplos permitem compreender que o interesse comercial do proprietário de uma central hídrica não corresponde à operação ótima do sistema. O primeiro exemplo ocorre em um ano muito seco, em que o proprietário de um reservatório na cabeceira de um rio tenderia a guardar água, esperando os preços disparem para só então gerar a toda capacidade. No entanto, a operação ótima de um conjunto de centrais em cascata ocorre quando o reservatório de cabeceira é esvaziado antes dos demais. Quando a cascata do rio é operada desta maneira, a maior vazão da usina à cabeceira do rio permite que a cascata gere mais energia sem que os demais reservatórios tenham que diminuir seus níveis de operação, permitindo manter uma maior queda total no conjunto dos aproveitamentos. Se a mesma energia tiver que ser produzida apenas com a produção da última usina da cascata, o reservatório desta se esvaziará rapidamente, perdendo queda, e, portanto, potência. O segundo exemplo é quando em meio de uma seca severa os preços de energia se elevam a patamares muito elevados. Nesta ocasião, uma central que ainda tenha água suficiente em seu reservatório tende a maximizar a produção, o que, entretanto, pode, do ponto de vista do sistema como um todo, implicar em um aumento não desejado do risco de um déficit profundo de oferta no curto prazo. Nesse caso, o “ótimo do sistema” indicaria que o mais adequado seria manter uma reserva estratégica de água. Mas o empreendedor não veria razões para poupar água, sobretudo se os preços já tiverem atingido o teto regulatório.

capacidade instalada do sistema. A incerteza com relação aos preços seria demasiadamente alta, tornando incerto o retorno sobre o capital investido e, na base das decisões de investimento, dificultando a captação de empréstimos para o financiamento dos investimentos.

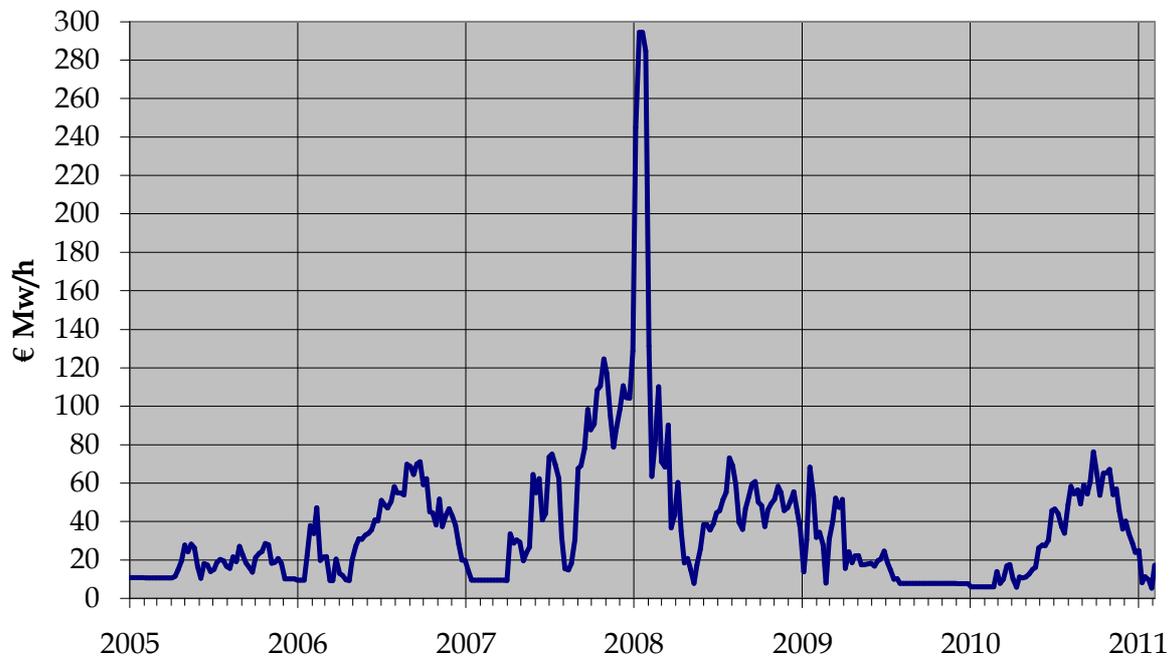
Tampouco o sinal econômico para a desativação de centrais obsoletas seria adequado: um período de alguns anos de preços muito baixos seria uma sinalização econômica para que boa parte das centrais térmicas encerrasse as atividades. Mas seria também uma sinalização errada, já que estas centrais são essenciais para o sistema em anos muito secos.

O Gráfico 4 procura exemplificar este comportamento errático de preços. Ele exhibe o Preço de Liquidação das Diferenças (PLD) do submercado SE-CO (o principal do país) ao longo de vários anos.¹¹ O PLD não é um preço determinado por um mecanismo de mercado, mas estabelecido com base no custo marginal de operação calculado pelos modelos computacionais de otimização do despacho ao mínimo custo. De todo modo, ele permite ilustrar o problema apontado.

¹¹ Os preços foram atualizados pela inflação brasileira para valores de janeiro de 2011 e convertidos para o euro pelo câmbio do mesmo mês. Cabe observar, porém, que o câmbio utilizado na conversão – 2,28 reais por euro – não é representativo da taxa de câmbio de conversão durante o período em questão. Se a conversão fosse feita à taxa de câmbio vigente em cada semana, os valores expressos em euros seriam menores.

Gráfico 4

PLD médio semanal no subsistema SE-CO: Jan 2005 - Jan 2011



Elaborado pelo GESEL/IE/UFRJ com base nos dados da CCEE.

A distribuição de frequência dos preços médios semanais entre janeiro de 2005 e janeiro de 2011 é exibida na Tabela 3. Verifica-se claramente a alta frequência de preços médios semanais muito baixos. Em cerca de 54% das semanas os preços médios ficaram inferiores a € 30 e 41,7% das semanas com preços médios situaram-se abaixo de € 20.

Tabela 3
PLD médio semanal no subsistema SE-CO: Jan 2005 - Jan 2011

Faixa de preços* (€/MWh)	Semanas	% Total
< 10	57	17,9%
10 a 20	76	23,8%
20 a 30	39	12,2%
30 a 40	33	10,3%
40 a 50	32	10,0%
50 a 70	52	16,3%
> 70	30	9,4%
Total	319	100,0%

Elaboração: Gesel-IE-UFRJ a partir de dados da CCEE (www.ccee.org.br).

O modelo comercial brasileiro, que emergiu das reformas realizadas a partir de 2003-2004, foi desenhado especificamente para evitar que a excessiva volatilidade dos preços de curto prazo contaminasse as receitas dos geradores.

Trata-se de um modelo comercial centrado em contratos financeiros cuja máxima é a seguinte:

Todo o consumo deve estar lastreado em um contrato financeiro bilateral, sem entrega física de energia, com um gerador ou um comercializador, não sendo permitido para um consumidor ou comercializador comprar energia diretamente no mercado.

Afora os contratos financeiros bilaterais, há também um mecanismo de acerto de diferenças, um *balancing market*, chamado de Mercado de Curto Prazo. Não se trata, bem entendido, de um mercado *spot* competitivo, onde geradores fazem lances para determinar preços e quantidades vendidas, mas de um mecanismo de ajuste periódico automático entre a energia comprada ou vendida em contratos financeiros e a energia efetivamente medida. As diferenças entre o contratado e o realizado são valoradas pelo PLD, isto é, pelo “preço” calculado pelos modelos computacionais de minimização de custos que orientam o despacho.

Os contratos financeiros com os geradores foram desenhados de acordo com a estrutura de custos de cada tipo de gerador e com as incertezas específicas a cada tipo de negócio, conforme exemplificado em seguida.

i) *Contratos com hidroelétricas.* As hidroelétricas têm geração limitada à disponibilidade de água. Como o despacho no Brasil é definido de forma centralizada, o Operador Nacional do Sistema (ONS) pode decidir poupar água em uma determinada hidroelétrica mesmo que ainda haja alguma água disponível, sem que o gerador tenha nenhuma ingerência sobre esta decisão: o Operador manda e o gerador obedece.

Frente à tamanha incerteza, foram estabelecidos dois mecanismos comerciais que, em conjunto, permitem previsibilidade no fluxo de caixa para as empresas geradoras. O primeiro deles é que cada gerador pode vender no longo prazo apenas a *energia garantida* (garantia física) que corresponde sempre a uma fração da capacidade instalada e da geração média esperada para uma hidroelétrica, valores determinados por metodologia oficial.

O segundo é o Mecanismo de Realocação de Energia (MRE). Trata-se de um *hedge* automático e compulsório que distribui a energia gerada pelo conjunto das hidroelétricas entre cada uma delas, de forma que qualquer superávit ou déficit de energia de uma determinada central hidroelétrica em relação à garantia física total das hidroelétricas é repartido de forma igualitária entre todas elas. Por este mecanismo uma usina que gera muito menos que a sua garantia física, por falta d'água ou por decisão do Operador do Sistema, recebe das demais hidroelétricas energia suficiente para cobrir seu déficit. Desta forma o conjunto das hidroelétricas funciona como um condomínio, repartindo o risco hidrológico.

Esse arranjo contratual permite que as receitas das hidroelétricas tenham características próximas à renda fixa: independente do volume de energia gerado, a receita permanece basicamente constante. O risco está limitado ao conjunto dos geradores hídricos produzirem menos do que a garantia física total das hidroelétricas, caso em que todas elas estarão sujeitas na mesma proporção a ajustes, em princípio pequenos, no Mercado de Curto Prazo.

ii) *Contratos com termoelétricas.* A efetiva geração de uma central térmica (não nuclear) em um sistema como o brasileiro é altamente volátil. Caso

ocorram períodos de hidrologia normais ou favoráveis, muitos geradores térmicos tendem a ficar ociosos por anos a fio. Mas em anos de escassez de água, mesmo as térmicas com custos variáveis elevados podem ser operadas de forma contínua por longos períodos. Para viabilizar o negócio das novas geradoras térmicas frente a estas incertezas de despacho, os contratos de novas geradoras térmicas são desenhados para afastar o risco associado à frequência de despacho e aquele vinculado à volatilidade do preço dos combustíveis.

O mecanismo contratual é relativamente simples: cada central térmica recebe uma renda fixa mensal e repassa os custos variáveis incorridos com eventuais despachos para os consumidores. Isso não deixa de ser vantajoso para os consumidores, pois, na eventualidade de um acionamento intenso das termoelétricas, eles pagam o custo dos combustíveis utilizados e não o preço da energia no mercado *spot*, que, em uma situação de hidrologia crítica, estará extremamente elevado. Assim, o risco do gerador térmico está limitado às penalidades incidentes caso ele não consiga gerar a energia declarada quando for chamado a operar; e os custos para o consumidor estão restritos à remuneração fixa do gerador e aos gastos com combustíveis.

Por outro lado, a comercialização de energia através de contratos financeiros estabelece a competição entre geradores, que disputam entre si o abastecimento do mercado livre e do mercado cativo. Como os contratos sempre têm prazos relativamente longos (a unidade mínima é um mês e há contratos de até trinta anos para novos empreendimentos hídricos) e como eles não determinam a oferta física de energia no dia a dia, eles tendem a refletir os custos fixos de longo prazo da geração e não os custos variáveis no curto prazo.

7. Microeconomia dos mercados de energia europeus

Na Europa há diversos mercados regionais de energia, organizados de forma semelhante, envolvendo transações comerciais em vários níveis:

- i. Contratos bilaterais privados fora de bolsa;
- ii. Mercado diário (*spot market*);

- iii. Mercados *intraday*;
- iv. Mercados *real time* e;
- v. Mercado de diferenças (*balancing market*).

Dentre estes mercados, o mercado *spot* diário é estruturalmente o mais relevante, na medida em que preços e condições de contratos bilaterais mais longos tendem a estar vinculados às expectativas de preços no *spot*¹².

A lógica microeconômica por trás do desenho europeu dos mercados *spot* de energia é que os geradores mais eficientes recebem uma renda extra, acima de seu custo marginal. Eles se apropriam da diferença entre o preço de mercado, determinado pelo custo marginal do gerador menos eficiente despachado, e os seus próprios custos marginais. Com esta renda extra, eles conseguem cobrir seus custos fixos e remunerar o capital investido. Esta renda extra também é uma sinalização econômica para a realização de novos investimentos: plantas mais eficientes conseguem lucros extraordinários, acima do nível de remuneração normal do capital investido para a indústria. Os lucros extraordinários constituem estímulo para a construção de novas plantas eficientes. É por esta razão que os preços UPA (*uniform price auctions*) são referidos como preços que refletem a eficiência, capazes de cobrir os custos marginais, tanto no longo como no curto prazo, para os geradores economicamente mais eficientes.¹³ Porém, este modelo apresenta três problemas distintos, que tendem a ser contornados através da intervenção do regulador.

O primeiro problema diz respeito ao *sinal econômico para o investimento*, representado pela possibilidade de ganhos extraordinários por parte de novos geradores eficientes. Este sinal econômico não funciona adequadamente para investimentos em plantas altamente capital-intensivas – centrais nucleares ou hidroelétricas, por exemplo. Projetos deste tipo são muito difíceis de viabilizar sem contratos de longo prazo que lhes garantam um nível elevado e previsível de receitas fixas. No entanto, como o referencial de preços é o preço *spot*, consumidores e

¹² Hoje em dia, cerca de 30% da energia elétrica consumida na UE passa diretamente por mercados *spot* de energia, de acordo com Meeus (2010).

¹³ Marques *et. al.* (2008) constitui um exemplo.

comercializadores não têm motivação para assumir voluntariamente o risco de descasamento entre os custos de contratos de longo prazo e os preços de mercado.

Os preços do mercado *spot* são função dos custos marginais dos geradores movidos a combustíveis fósseis, estando fortemente correlacionados aos preços dos combustíveis. Assim, os preços no mercado *spot* de energia tendem a subir e descer de acordo com a cotação dos principais energéticos, situação que não acontece com os custos fixos das centrais capital intensivas. Se a regulação não promover contratos de longo prazo para geradores que tenham custos não correlacionados aos preços *spot*, a tendência é que novos projetos deste tipo não saiam do papel. Dificilmente uma empresa desenvolverá um projeto altamente capital intensivo, mesmo que o custo médio da energia seja competitivo no cenário de preços corrente, pois ele poderá apresentar um desempenho decepcionante caso os preços dos combustíveis para geração térmica, e, por consequência, os preços *spot*, diminuam acentuadamente no futuro (Crampton e Stoft, 2006).

A falta de sinalização econômica clara para a realização de investimentos altamente capital intensivos em geração leva os agentes reguladores a criarem mecanismos para prover receitas fixas para investimentos considerados estratégicos. Na Finlândia, por exemplo, a construção dos novos reatores nucleares, que faz parte da política energética do país, tem sido viabilizada através de PPAs de longo prazo firmados com um consórcio de distribuidores.

Nos casos de Portugal e da Espanha, a contratação de empreendimentos de energias renováveis através dos Regimes Especiais garante para estes receitas extra mercado. No entanto, vale assinalar que a motivação para promover energias renováveis reconhecidamente caras se deu em função das metas de redução da emissão de gases do efeito estufa e de preocupações com respeito à autonomia energética, não tendo, portanto, o objetivo de prover um sinal econômico que o mercado não seria capaz de fornecer.

A segunda distorção que o desenho de mercado centrado em um mercado *spot* diário pode trazer se refere ao *comportamento dos preços em picos de demanda*. Em tais situações, a carga é atendida pelos geradores

com os custos variáveis mais elevados. O caráter pouco elástico da demanda de energia elétrica no curto prazo faz com que esses geradores, que são os últimos na ordem de despacho, tenham o poder de exigir preços muito maiores que seus custos marginais. Como preços muito elevados são considerados socialmente difíceis de defender, o regulador frequentemente estabelece um teto para o preço *spot*. Este teto, por seu turno, coloca em questão o modelo de negócio dos geradores de ponta, que têm despacho apenas eventual. Esses geradores precisam ter, em algumas situações, receitas superiores aos custos variáveis a fim de remunerar o investimento e os demais custos fixos. Um teto nos preços de curto prazo pode, portanto, constituir um problema. A forma de contornar regulatoriamente esse problema é estabelecer uma remuneração pela potência, isto é, uma remuneração fixa para geradores de ponta, capaz de viabilizar o seu negócio e ao mesmo tempo garantir a confiabilidade do sistema em situações de pico da demanda.

O terceiro problema do modelo europeu de comercialização de energia, centrado em um mercado diário, é a dificuldade em *lidar apropriadamente com o aumento da participação de renováveis na matriz de geração de eletricidade*. O aumento da geração a partir de fontes renováveis, que é resultado principalmente de um esforço de redução de emissões de CO₂, tem como consequência a diminuição da participação de geradores movidos a combustíveis fósseis na matriz em favor do crescimento das renováveis, a quase totalidade delas com estruturas de custo centradas em custos fixos e com custos marginais muito baixos ou nulos.

A maior participação das renováveis na matriz elétrica e a prioridade de despacho da geração destas fontes aumentam a volatilidade dos preços *spot* e diminuem os preços médios de mercado. Entretanto um mercado *spot* com preços excessivamente baixos e voláteis pode tornar-se disfuncional, perdendo a capacidade de dar sustentação econômica aos geradores e de oferecer os sinais econômicos para orientar e suportar a necessidade de expansão da geração. Esse tema será tratado nas seções seguintes, através da análise dos sistemas de Portugal e Espanha.

8. O avanço das fontes renováveis em Portugal e Espanha

O aumento da participação de renováveis na matriz elétrica é um fenômeno que está ocorrendo em toda a Europa por razões analisadas anteriormente. O avanço destas fontes na matriz de Portugal e Espanha é de particular interesse, por ocorrer em um mercado integrado, mas relativamente isolado. A evolução recente e as perspectivas indicam que a matriz de geração do mercado ibérico tenderá a assumir uma estrutura de custos fortemente centrada em custos fixos, em que com frequência o gerador marginal terá custos variáveis muito baixos.

Os dois países ibéricos formam um mercado de energia, o MIBEL, com regras dentro do padrão dos demais mercados de energia europeus. As interligações entre Portugal e Espanha têm porte suficiente para fazer convergir os preços da energia dos dois países na maior parte do tempo. Já a interligação com o continente europeu através da França é relativamente pequena e permanecerá modesta mesmo quando os reforços presentemente em curso estiverem operacionais. Isto leva a crer que a integração da península ibérica aos demais mercados europeus de energia ainda é um projeto relativamente distante.

O crescimento experimentado pelas energias renováveis em Portugal e na Espanha tem sido expressivo e as metas de redução de emissões de CO₂ até 2020 devem levar estes dois países a incentivar novos e significativos aumentos da participação de renováveis na geração de eletricidade. Há projeções ambiciosas para o crescimento da capacidade instalada em energia eólica e solar na Espanha. Já Portugal tem planos de incrementar tanto a geração eólica como a hídrica, acrescentando também expressiva capacidade de bombeamento, capaz de regularizar, ao menos em parte, o aproveitamento da energia eólica.

A Tabela 4 exhibe a composição da matriz elétrica ibérica em 2009, em percentagem da capacidade instalada total de cada país, separando as tecnologias com baixos custos marginais das tecnologias com altos custos marginais.

Tabela 4
Composição da matriz de geração elétrica Ibérica: 2009
(em %)

Tipo de tecnologia	Espanha	Portugal
Custos marginais baixos		
Hidroelétricas*	20,1	29,5
Nuclear	8,0	-
Eólica	20,0	20,8
Solar	3,7	0,5
Outras renováveis	1,1	0,0
Custos marginais elevados		
Gás	25,0	17,9
Carvão	12,0	10,5
Fuel/Gás	3,0	11,1
Térmicas (RE)	7,2	9,6

* Inclui regime especial

Fontes: REE, El Sistema Electrico Español 2009,
REN, Caracterização da Rede Nacional de Transporte 2009.

A Espanha possuía em 2009 uma matriz de geração com 52,3% de participação de tecnologias de custos marginais baixos, enquanto Portugal tinha 50,8%. Porém, como a Espanha tem geração nuclear, que são desenhadas para geração contínua, com alto fator de capacidade, as fontes com baixos custos marginais tiveram em 2009 uma fatia maior da produção efetiva de energia na Espanha, como pode ser constatado pela Tabela 5.

Tabela 5

Mercado ibérico: produção de energia por tecnologia - 2009

(em % da produção total)

Tipo de tecnologia	Espanha	Portugal
Custos marginais baixos		
Hidroelétricas*	11,1	18,9
Nuclear	19,0	-
Eólica	13,8	16,3
Solar	2,6	0,3
Outras renováveis	1,6	-
Custos marginais elevados		
Gás	29,0	24,9
Carvão	12,0	26,0
Fuel/Gás	1,0	0,7
Térmicas (RE)	10,4	13,0

* *Inclui regime especial*

Fontes: REE, El Sistema Electrico Español 2009,
REN, Caracterização da Rede Nacional de Transporte 2009.

Cerca de 48% de toda a energia produzida na Espanha teve origem em plantas geradoras com baixos custos marginais, contra 35,5% em Portugal. A consequência natural da prevalência da geração com baixos custos marginais na Espanha foi uma tendência para menores preços, que o levou este país a exportar energia elétrica para Portugal com frequência.

Um aumento adicional da participação de fontes renováveis deve ter grande impacto no mercado ibérico de energia, sobretudo em sua capacidade de formar preços capazes de emitir sinais econômicos adequados. As consequências mais imediatas são:

- i. Aumento na volatilidade dos preços e;
- ii. Diminuição no preço médio do mercado.

A maior volatilidade dos preços é consequência do crescimento da geração eólica. Na maior parte do tempo os parques eólicos funcionam com fatores de capacidade reduzidos, mas em condições climáticas favoráveis a geração sobe de forma significativa e isto costuma ocorrer

justamente em períodos de abundância de água. Como resultante, se verifica uma redução da geração a partir de outras fontes, deprimindo momentaneamente os preços.

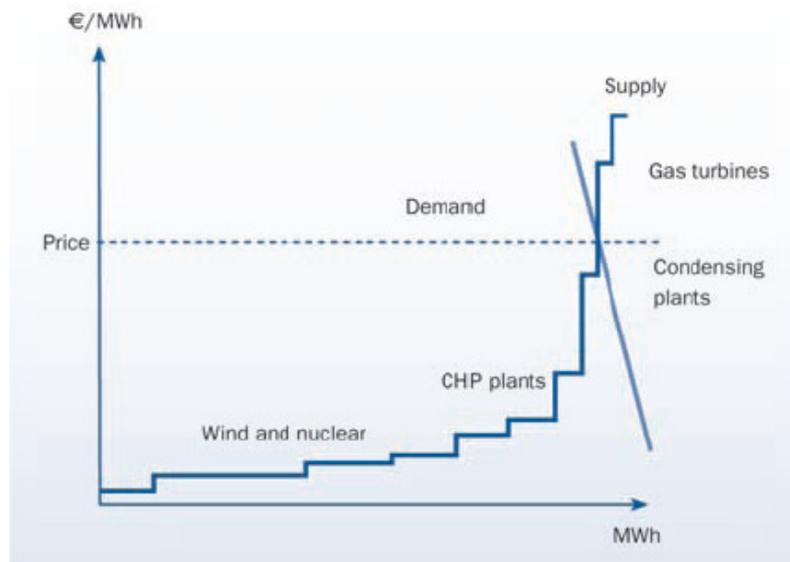
A diminuição dos preços médios da energia no mercado com o aumento da oferta de energias de renováveis é uma tendência paralela à redução nos níveis de operação dos geradores térmicos. No entanto, é conveniente explicar mais detidamente como este fenômeno acontece.

9. Renováveis diminuem os preços de mercado

Em um mercado competitivo de energia elétrica com diferentes fontes de geração, a curva de oferta do mercado é a chamada “curva de ordem de mérito”. Esta curva é composta pela oferta de cada um dos geradores: potência disponível e a oferta de preço no leilão (em um mercado competitivo o *bid* de preço de cada central tende a ser igual a seu custo marginal). No Gráfico 5, as ofertas dos geradores são ordenadas da mais barata para a mais cara, de forma que a parte esquerda da curva agrupa os geradores com estrutura de custos centrada em custos fixos e a parte direita da curva concentra os geradores com estrutura de custos com maior peso de custos variáveis. A curva de demanda em um mercado de energia elétrica é bastante inelástica sendo comumente representada por uma linha reta inclinada. Em ambiente real de leilão, a demanda é dada pela previsão de consumo para cada hora diário, constituindo uma linha quase vertical. O preço de energia é determinado pelo cruzamento das curvas de oferta e demanda.

Gráfico 5

Curvas de demanda e oferta no mercado elétrico.

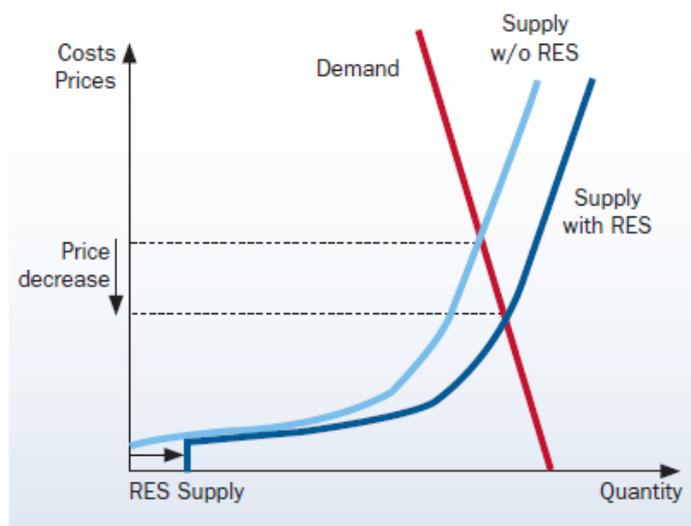


Fonte: EWEA, Economics of Wind, 2010.

Um aumento da geração de fontes renováveis ou de outros geradores com custos fixos elevados e custos marginais muito baixos leva a um deslocamento da curva de oferta do mercado para a direita, como é ilustrado no Gráfico 6 (*supply with RES*). Este deslocamento determina uma redução nos preços conforme indicado no Gráfico.

Gráfico 6

A ordem de mérito e o efeito do aumento da participação renovável na geração total



Fonte: EWEA: Economics of Wind, 2010.

Esta tendência para preços mais baixos em razão do aumento na participação das energias renováveis na matriz pode, à primeira vista, parecer um bônus para o consumidor. No entanto, uma análise detida revela um quadro mais complexo.

É indubitável que em um mercado competitivo um aumento da participação de empresas com custos marginais baixos se traduz em preços mais baixos. O problema surge quando isto resulta no *predomínio sistemático* de plantas com custos marginais baixos. Nesse caso, a redução de preços pode não corresponder a uma diminuição dos custos de produção e o poder de sinalização econômica dos preços do mercado de energia estará seriamente comprometido.

Uma primeira forma de perceber o problema do descolamento entre preços e custos de produção está no próprio modelo de negócios dos novos geradores de energias renováveis. Em Portugal e Espanha as novas renováveis não dependem do mercado (gerou/despachou), tendo uma complementação de receita na forma de um prêmio definido regulatoriamente para garantir a sustentabilidade do negócio, trata-se dos contratos dos Regimes Especiais. Portanto, ao mesmo tempo em que as renováveis deprimem os preços do mercado, isto não afeta diretamente sua competitividade, pois elas têm outras fontes de receita.

O problema do descolamento entre preços e custos pode ser percebido de forma ainda mais clara no comprometimento da sustentabilidade financeira do negócio dos geradores térmicos tradicionais, acarretado pelo aumento de participação das renováveis. Grande parte dos geradores térmicos tradicionais pertence ao Regime Ordinário, sobretudo na Espanha, e dependem do mercado, dos leilões diários, para rentabilizar o negócio. O aumento de participação das renováveis na matriz elétrica faz com que essas plantas térmicas tenham uma frequência de despacho cada vez menor, deprimindo suas receitas.

10. Análise do comportamento dos preços de energia no ano de 2010

A análise do comportamento dos preços de energia no mercado ibérico em 2010 permite ilustrar o argumento central deste texto. Por uma conjunção de circunstâncias no ano de 2010, verificou-se um avanço importante da participação de energias renováveis na geração de energia em Portugal e Espanha. Em primeiro lugar, a crise econômica fez com que o consumo de energia elétrica perdesse o ímpeto a partir de fins de 2008. Em segundo lugar, a capacidade instalada de renováveis continuou aumentando, em função de incentivos pretéritos. Finalmente, 2010 foi um ano com níveis de produtividade eólica e hídrica acima das médias históricas. Portanto, houve simultaneamente uma evolução da demanda por energia elétrica abaixo do esperado e um aumento acentuado da oferta de renováveis.

O aumento da participação de geração com custos marginais nulos ou muito baixos alterou a dinâmica de preços, aumentando sua volatilidade e rompendo, por algum tempo, a correlação entre os preços de energia e os preços dos principais insumos energéticos para geração termoelétrica. Os Gráficos apresentados a seguir permitem perceber estes dois fenômenos claramente. O Gráfico 7, que apresenta os preços médios diários na Espanha a partir de 2008, mostra um claro aumento da volatilidade dos preços em 2010.

Gráfico 7

Média diária de preços *spot* na Espanha: 2008-2011

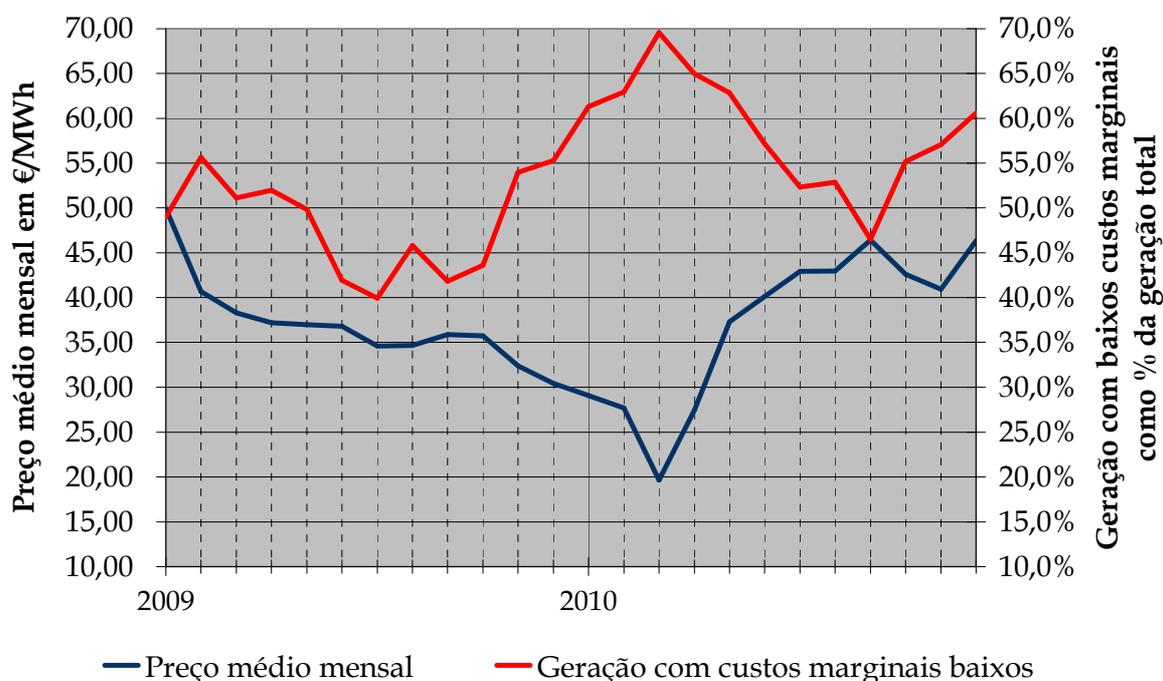


Fonte: OMEL, 2011.

O Gráfico 8 apresenta o comportamento dos preços médios mensais da energia na Espanha e a participação da geração com baixos custos marginais na geração total em 2009 e 2010. Foram classificadas como geração com baixos custos marginais a geração hídrica, nuclear e a produção de energia não térmica em regime especial. Esse gráfico permite constatar que entre fevereiro e abril de 2010, quando a participação das renováveis na geração total esteve em torno de 65%, houve uma queda significativa dos preços do mercado *spot*.

Gráfico 8

Participação da geração com baixos custos marginais na geração total e média mensal de preços na Espanha: 2009-2010

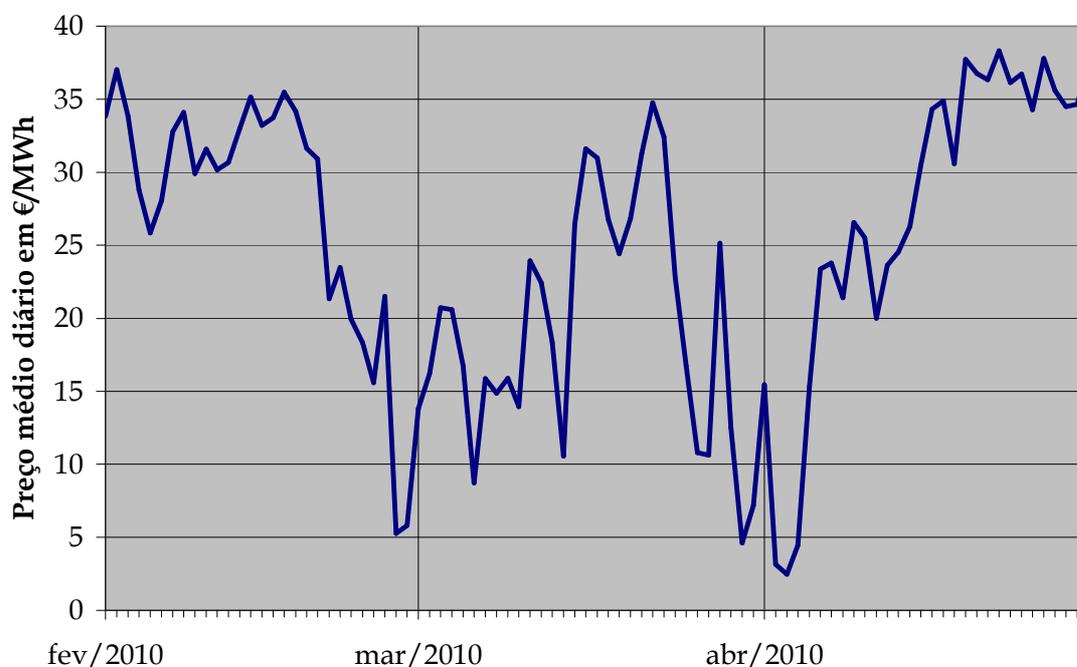


Fontes: REE e OMEL.

A queda nos preços *spot* não foi homogênea ao longo desses meses, como pode ser observado no Gráfico 9, que exibe os preços médios diários apenas entre fevereiro e abril de 2010. As flutuações agudas de preços ocorreram porque o balanço entre demanda de energia e oferta de geração com baixos custos marginais não foi homogêneo ao longo destes períodos. Nos dias com menor participação de renováveis na geração total, preços médios diários estiveram acima de € 30/MWh, enquanto que em outros períodos foram observados preços extremamente reduzidos, abaixo de € 15/MWh.

Gráfico 9

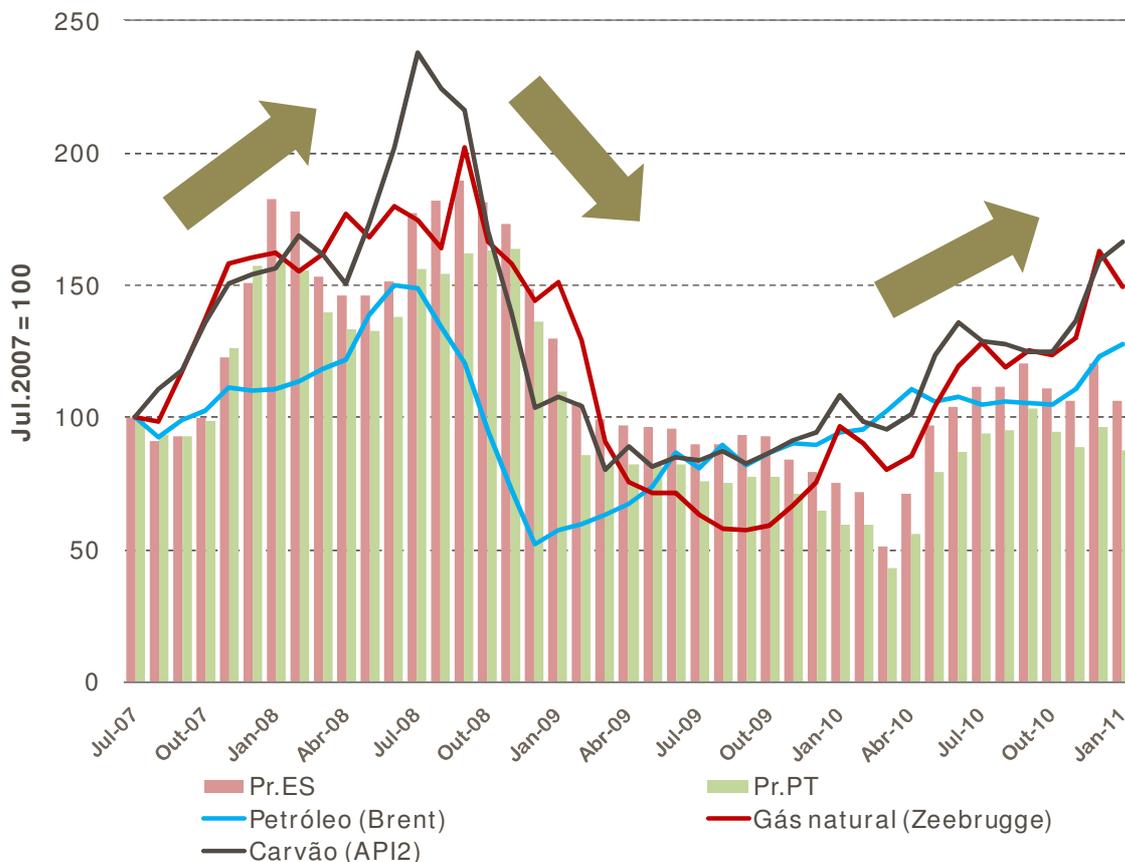
Média diária de preços *spot* na Espanha: Fevereiro - abril de 2010.



Fonte: OMEL

O Gráfico 10 exibe a evolução dos preços mensais de energia no mercado ibérico e, ao mesmo tempo, os preços mensais dos principais energéticos, petróleo, gás e carvão. Na maior parte do tempo os preços da energia e dos principais energéticos são altamente correlacionados, o que é de se esperar em um sistema em que o preço é formado quase sempre por um gerador movido a combustíveis fósseis. Mas essa correlação se perde entre fevereiro e abril de 2010, quando os preços da energia atingem seus mínimos em um momento em que os principais energéticos estão em uma trajetória de aumento de preços. Esta momentânea perda da correlação entre preços de energia e dos energéticos pode ser atribuída ao aumento da participação da geração com baixos custos marginais no *mix* de geração ibérico, conforme atestam os dados do Gráfico 8.

Gráfico 10 – Preços spot mensais e preços dos principais energéticos entre Julho de 2007 e Janeiro de 2011.



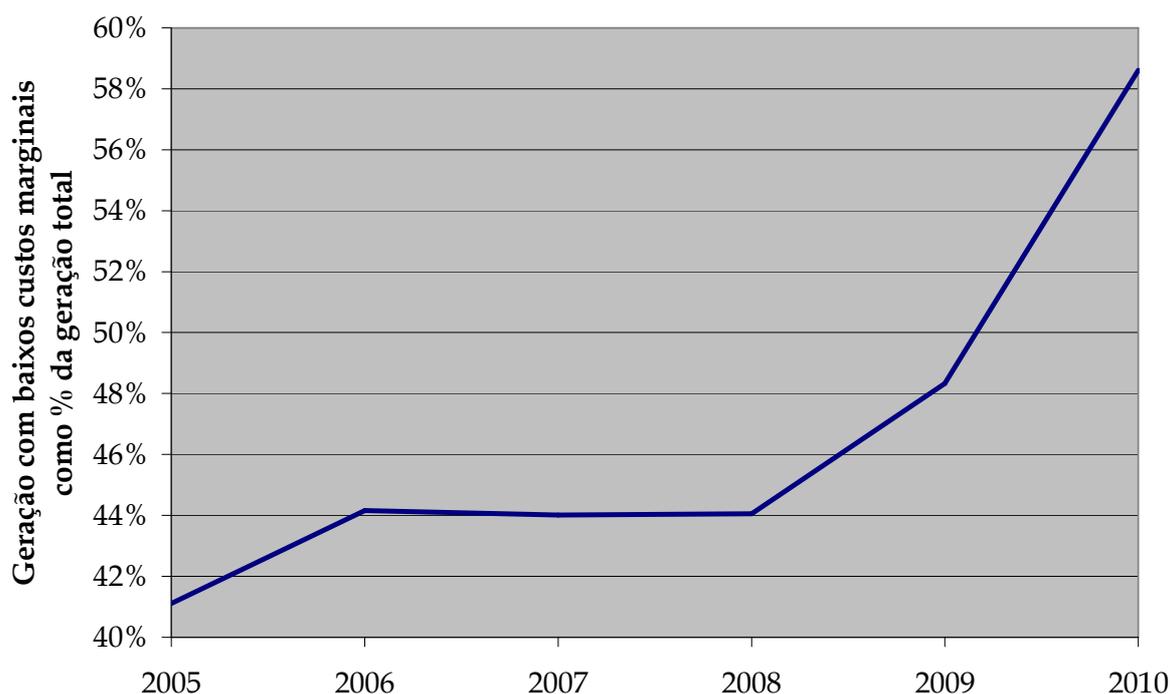
Fonte: Teixeira, 2011.

Embora o comportamento dos preços no início de 2010 possa ser considerado atípico em razão das grandes afluências e na alta histórica da geração eólica ocorridas no período, se trata de um fenômeno que pode ser considerado como representativo de uma tendência de longo prazo para o aumento da participação da geração com baixos custos marginais no mercado ibérico. O Gráfico 11 exhibe a participação da geração com baixos custos marginais (nuclear, hídrica e produção em regimes especiais com exclusão de termoelétricas) na produção total de energia na Espanha ano a ano. O avanço da produção com baixos custos marginais foi substancial neste período, passando de 41% em 2005 para quase 59% em 2010. Como o setor elétrico deve desempenhar um papel importante para o cumprimento das metas de redução de emissão de CO₂ até 2020, é de se esperar que a participação da geração com baixos custos marginais aumente ainda mais até o final da década, com

importantes consequências para a dinâmica de formação de preços de energia elétrica.

Gráfico 11

Participação da geração com baixos custos marginais na geração total espanhola: 2005 - 2010



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da REE.

11. Deficiências no sinal econômico dos preços *spot* com o aumento da participação de renováveis na matriz

Em um mercado capaz de fornecer um sinal econômico correto, as plantas que não conseguem atingir o *break-even* devem, cedo ou tarde, encerrar suas atividades. Contudo, o sinal econômico emitido quando há aumento sustentável de participação renovável não é correto. A redução do preço de mercado é, neste caso, apenas uma manifestação da principal característica de mercados competitivos dominados por empresas com custos marginais muito baixos e custos afundados expressivos. Como foi analisado na parte relativa aos conceitos da

microeconomia aplicados a mercados competitivos com empresas de custos marginais muito baixos, estas firmas aceitam oferecer seus produtos praticamente a qualquer preço, o que provoca uma tendência para preços muito baixos, sempre inferiores ao custo médio de produção.

Em um mercado dominado por empresas com custos variáveis altos, o sinal de preços pode efetivamente induzir o encerramento de atividades de uma empresa ineficiente. No entanto, não é o que ocorre aqui, pois a aparente ineficiência de alguns geradores térmicos é fruto de uma mudança na dinâmica da formação de preços causada por um aumento substancial da geração a partir de plantas com custos marginais muito baixos.

O encerramento das atividades de geradores térmicos, que o sinal de preços de mercado indicaria tratar-se de empresas “ineficientes”, resultaria em um comprometimento da confiabilidade do sistema. Isso porque o aumento da participação de fontes renováveis, sobretudo de energias não controláveis como a eólica, exige uma presença de geradores com partida rápida e com flexibilidade para modular a geração a fim de compensar as flutuações e incertezas das energias naturais. Caso o sistema não comporte em número suficientemente empresas geradoras com estas características, não será possível garantir um suprimento estável e seguro de energia elétrica.

O aumento da participação de renováveis no mercado ibérico coloca assim em risco o próprio modelo de negócio das plantas térmicas tradicionais, que têm perspectiva de uma geração menor e mais incerta. Essa tendência compromete tanto o equilíbrio e viabilidade financeira das plantas geradoras existentes como também a atratividade de projetos de novas plantas térmicas. Neste sentido, o problema não se restringe à viabilidade dos geradores já instalados, pois o crescimento da carga acabará por fazer necessária a construção de novas geradoras térmicas para manter a segurança do abastecimento em momentos de baixa disponibilidade de energias naturais. Preços de mercado com tendência declinante sem relação com os preços dos combustíveis seguramente não sinalizam corretamente para a necessidade de expansão da geração no Regime Ordinário.

Sensível a este problema, o governo espanhol instituiu em 2007 uma remuneração por capacidade (*pagos por capacidad*) para os geradores térmicos, gerida pelo operador do sistema¹⁴. Os *pagos por capacidad* proporcionam uma fonte de receita fixa em contratos de até um ano para geradores térmicos de ponta. No caso da Espanha, para novos geradores térmicos, é oferecida uma receita fixa por até dez anos, capaz de viabilizar a remuneração do capital investido. Tal mecanismo constitui um sinal econômico extra-mercado para evitar que geradores térmicos existentes encerrem as atividades e para que novos projetos de geração térmica possam ser construídos, mesmo diante da perspectiva de uma operação eventual.

É de se esperar que o aumento de participação da geração a partir de fontes renováveis faça com que o Sistema do Mercado Ibérico aumente ainda mais o peso da geração baseada em custos fixos. O resultado provável será, como já se está a verificar, uma necessidade crescente de intervenções regulatórias capazes de criar sinalizações econômicas corretas e uma diminuição progressiva da importância estrutural do mercado de energia atual.

Conclusões

Um sistema em que a comercialização da energia elétrica é centrada em um mercado diário jamais dará origem por si só a um sistema elétrico baseado em plantas com custos fixos elevados e com custos marginais muito baixos. Este sistema é incapaz de emitir os sinais econômicos para projetos que, como todas as plantas capital intensivas, não têm custos correlacionados aos preços de combustíveis. Entretanto, as políticas energéticas da União Européia voltadas para reduzir as emissões de CO₂ e ganhar maior autonomia energética têm levado à adoção de estímulos extra-mercado para a expansão da participação da geração de fontes renováveis na matriz elétrica.

Estas políticas energéticas estão produzindo uma modificação na estrutura de custos da indústria e isto é particularmente visível no

¹⁴ Portugal prepara-se para introduzir um mecanismo de remuneração análogo em 2011.

mercado ibérico de energia. Este texto procurou demonstrar que a transição para uma matriz elétrica onde os custos fixos afundados são preponderantes e onde o preço é determinado frequentemente por uma planta geradora com custos marginais muito baixos ou nulos destrói as bases sobre as quais o mercado diário de energia está assentado e fundamentado.

O funcionamento dos mercados atacadistas de energia de curto prazo só é funcional para estruturas de mercado onde há predominância de geradores térmicos com custos marginais expressivos. Em sistemas elétricos onde predominem geradores com custos fixos elevados e custos marginais baixos ou nulos, um mercado nos moldes das bolsas de energia europeias será cada vez menos capaz de promover a eficiência econômica, dado os objetivos da política energética centrada na prioridade ambiental e de segurança/autonomia de suprimento.

Submetidos à competição no curto prazo nos moldes de um mercado diário, os sistemas baseados em custos fixos são marcados por:

- i. Preços de mercado muito baixos e desvinculados dos custos de produção;
- ii. Impossibilidade de garantir a viabilidade financeira das firmas existentes;
- iii. Inconsistência de sinal econômico para o investimento e para a saída de operação de geradores ineficientes;
- iv. Intervenções regulatórias frequentes para reverter as distorções nos sinais econômicos dos preços de mercado.

O avanço de fontes renováveis na Europa e, em particular, no mercado ibérico, aumenta a participação da geração baseada em custos fixos, com sérias consequências para a funcionalidade do mercado diário. Entre elas merecem destaque:

- i. Pressão sobre o agente regulador para instituir mecanismos que forneçam sinal econômico extra-mercado, a fim de garantir a remuneração do custo fixo dos geradores;
- ii. Falta de sinalização, via mercado, para investimentos em geração de qualquer tipo; e

- iii. Sinal econômico para importação e exportação de energia progressivamente desvinculado dos custos da energia.

A perda de importância estrutural dos mercados diários não implica no abandono da ideia de que a competição na geração de energia elétrica é possível e desejável. O modelo comercial adotado no Brasil, país que tem um parque gerador predominantemente hidroelétrico e, conseqüentemente, baseado em custos fixos, pode oferecer alternativas para novas formas e mecanismos para se estabelecer a competição na geração em sistemas com tais características.

A liberalização do setor elétrico brasileiro iniciada nos anos 1990 e reformulada em 2003-2004 ocorreu sem que fosse criado um mercado diário de energia. Foi implantado um modelo onde a remuneração dos geradores está em grande medida desvinculada da geração efetiva de energia. O planejamento da expansão da geração para um horizonte contínuo de até 30 anos é realizado por uma empresa pública (EPE). A concorrência entre grupos empresariais (públicos e, sobretudo, privados) ocorre através de leilões de contratos financeiros de energia de longo prazo (até 30 anos para centrais hidroelétricas).

O Modelo do Setor Elétrico do Brasil consolidado em 2003 e 2004 promove a concorrência na geração em um sistema centrado em custos fixos. No entanto, este modelo não pode ser transposto para a Europa, onde os sistemas de geração com base em combustível fóssil devem permanecer importantes por muitos anos. Além disso, o modelo brasileiro é marcado por características e problemas específicos da geração hídrica em larga escala.

Entretanto, com a participação cada vez maior de geradores com custos marginais muito baixos, sobretudo no mercado ibérico, o poder de sinalização econômica dos preços do mercado diário tende a se deteriorar cada vez mais, o que tornará a busca por inovações, em termos de desenhos de mercados para a comercialização de energia elétrica, uma necessidade cada vez mais presente e premente.

Bibliografia

- ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica - "Evolução da Capacidade Instalada (2001 a 2009)". 2010. Disponível em WWW: <<http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/Evolucao.pdf>>.
- Araújo, R. P. d. - "Setor elétrico brasileiro: uma aventura mercantil". Brasília: CONFEA, 2009.
- Crampton, P.; S. Stoft - "The Convergence of Market Designs for Adequate Generating Capacity" 2006. Disponível em WWW: <<http://ideas.repec.org/p/pcc/pccumd/06mdfra.html>>.
- Hartley, P.; A. Moran - "Marginal Costs and Prices in the Electricity Industry" 2000. Disponível em WWW: <<http://www.ipa.org.au/library/Energy15.pdf>>.
- Hubner, N. - "Soluções Energéticas para o Brasil. Principais desafios.". ANEEL, 2010. Consult. em 20.06.2010. Disponível em WWW: <<http://www.slideshare.net/BienalDaEnergia/palestra-tendencias-da-economia-mundial>>.
- Joskow, P. L. - "Competitive Electricity Markets And Investment In New Generating Capacity" 2006. Disponível em WWW: <<http://ideas.repec.org/p/mee/wpaper/0609.html>>.
- Marques, V.; I. Soares; A. Fortunato - "Uniform Price Market and Behaviour Pattern: what does the Iberian Electricity Market point out?" 2008.
- Meeus, L. - "Regulating Power Exchanges". EU Energy Policy Blog, 2010. Disponível em WWW: <<http://www.energypolicyblog.com/2010/03/28/regulating-power-exchanges/#more-1106>>.
- Miera, G. S. d.; P. del Río González; I. Vizcaíno - "Analysing the impact of renewable electricity support schemes on power prices: The case of wind electricity in Spain". *Energy Policy*. Vol. 36. n.º 9 (2008). p. 3345-3359. Disponível em WWW: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/B6V2W-4SV6PKN-1/2/8309eda57b7806245220bbe8c7ac2e3a>>. 0301-4215
- Newbery, D. - "Market design for a large share of wind power". *Energy Policy*. Vol. 38. n.º 7 (2010). p. 3131-3134. Disponível em WWW: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/B6V2W-4X0W4TG-5/2/851da0834f0a418e70bc911248c04e85>>. 0301-4215

- REE - Red Eléctrica de España - "RES Integration in the Spanish Electric System". York University Workshop, 19-20 November, 2009.
- REE - Red Eléctrica de España - "Interconexión eléctrica España-Francia". 2008. Disponível em WWW: <http://www.ree.es/sala_prensa/web/videos_detalle.aspx?id_video=41>.
- Shapiro, C.; H. R. Varian - "Information Rules. A strategic guide to the network economy.". Boston, MA: Harvard Business School Press, 1999.
- Silva, E. L. d. - "Supply adequacy in electricity markets based on hydro systems--the Brazilian case". *Energy Policy*. Vol. 34. n.º 15 (2006). p. 2002-2011. Disponível em WWW: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/B6V2W-4FSCMG0-3/2/b4fe871d9fd88361e3529cc551ce4259>>. 0301-4215
- Teixeira, Eduardo, MIBEL enquanto mercado spot e a prazo. O funcionamento do mercado spot. WORKSHOP ERSE-GESEL. "INTEGRAÇÃO DE MERCADOS DE ENERGIA ELÉCTRICA E FORMAÇÃO DE PREÇOS". 4/3/2001
- Varian, H. R. - "Intermediate microeconomics : a modern approach". 5th. New York: W.W. Norton & Co., 1999. 0393973700
- Von Der Fehr, N. et. all. "The Nordic Market: Signs of Stress? Cambridge Working Papers in Economics", 2005
- Webb, T. - "Ofgem: UK cannot trust energy companies to keep the lights on". 2010. Consult. em 20.06.2010. Disponível em WWW: <<http://www.guardian.co.uk/business/2010/feb/03/ofgem-uk-energy-supplies>>.