

Patrícia Pereira da Silva

# O Sector da Energia Eléctrica na União Europeia

*Evolução e Perspectivas*



(Página deixada propositadamente em branco)



I N V E S T I G A Ç Ã O



COORDENAÇÃO EDITORIAL  
Imprensa da Universidade de Coimbra  
URL: <http://www.imp.uc.pt>

CONCEPÇÃO GRÁFICA  
António Barros

PRÉ-IMPRESSÃO  
Victor Hugo Fernandes

EXECUÇÃO GRÁFICA  
Tipografia Lousanense

ISBN  
978-989-8074-15-7

ISBN Digital  
978-989-26-0443-5

DOI  
<http://dx.doi.org/10.14195/978-989-26-0443-5>

DEPÓSITO LEGAL  
268466/07

© Dezembro 2007, Imprensa da Universidade de Coimbra

OBRA PUBLICADA COM O APOIO DE:

**FCT** Fundação para a Ciência e a Tecnologia  
MINISTÉRIO DA CIÊNCIA, TECNOLOGIA E ENSINO SUPERIOR Portugal



Patrícia Pereira da Silva

# O Sector da Energia Eléctrica na União Europeia

*Evolução e Perspectivas*

Prefácio  
de  
Jorge Vasconcelos



• COIMBRA 2007

(Página deixada propositadamente em branco)

## ÍNDICE

PREFÁCIO DE JORGE VASCONCELOS .....	11
AGRADECIMENTOS .....	15
INTRODUÇÃO.....	17
CAPÍTULO 1 - REGULAÇÃO E CONCORRÊNCIA NAS INDÚSTRIAS DE REDE.....	23
1.1. O papel da regulação no processo de liberalização .....	23
1.1.1. A função reguladora.....	23
1.1.2. Monopólios naturais e mercado concorrencial .....	25
1.1.3. Poder de mercado nas indústrias de rede. Medidas de avaliação .....	28
1.1.4. Serviço público e regulação .....	29
1.1.5. A importância da autoridade reguladora.....	30
1.1.6. Tipos de regulação tarifária .....	32
1.1.6.1. A regulação pelo custo do serviço .....	34
1.1.6.2. A regulação pelo <i>price-cap</i> .....	35
1.1.6.3. O indexador de preços e a parcela de produtividade .....	36
1.1.6.4. O grau de liberdade para a variação de preços relativos.....	37
1.1.6.5. Os incentivos como forma de regulação: <i>yardstick competition</i> .....	38
1.1.6.6. Formas de regulação mistas e intermédias .....	39
1.1.6.7. Regulação <i>ex-ante</i> e <i>ex-post</i> .....	39
1.2. Introdução da concorrência no sector eléctrico: enquadramento da reestruturação ..	41
1.2.1. Análise à luz da Teoria dos Mercados Contestáveis .....	41
1.2.2. Especificidades da indústria eléctrica .....	45
1.2.3. Vectores determinantes da transição industrial.....	48
1.2.4. Benefícios esperados da reestruturação .....	51
1.3. A implementação do Mercado Interno Europeu .....	54
1.4. Consequências da reestruturação .....	60
CAPÍTULO 2 - OS MERCADOS DE ENERGIA ELÉCTRICA: SÍNTESE DA EXPERIÊNCIA	
INTERNACIONAL E ABORDAGEM DO CASO PORTUGUÊS .....	63
2.1. A diversidade norte-americana .....	63
2.1.1. Breve enquadramento histórico .....	64
2.1.2. O que a crise californiana nos ensinou.....	65

2.1.2.1. Caracterização dos acontecimentos .....	65
2.1.2.2. Possíveis ensinamentos para o caso português .....	70
2.2. O pioneirismo do Reino Unido .....	73
2.2.1. Evolução da estrutura sectorial .....	73
2.2.2. Da <i>Pool</i> aos NETA: poder de mercado ou regras de mercado? .....	76
2.3. A experiência dos países nórdicos .....	77
2.4. O contributo do caso espanhol .....	80
2.4.1. O processo de liberalização .....	81
2.4.2. Organização geral do sector eléctrico .....	83
2.4.3. Concentração empresarial no Mercado Ibérico .....	86
2.4.4. Relacionamento comercial Espanha-Portugal .....	87
2.4.5. Mercado diário <i>spot</i> e mercado intradiário .....	87
2.5. Evolução do sector da electricidade em Portugal .....	89
2.5.1. Características do sector eléctrico português .....	89
2.5.2. Enquadramento jurídico .....	91
2.5.3. A instituição reguladora em Portugal .....	93
2.5.4. A regulação em Portugal .....	95
2.5.5. Abertura do mercado em Portugal .....	96
2.5.5.1. Impacto da abertura do mercado no SEP .....	96
2.5.6. Contratos bilaterais físicos .....	97
2.5.7. Bolsa de energia .....	97
2.5.8. Restrições de rede .....	98
2.5.9. Relacionamento entre o SEP e o SENV .....	99
2.6. Leitura da experiência internacional, a nórdica em especial .....	99
CAPÍTULO 3 - O ARRANQUE TITUBEANTE DO MIBEL .....	101
3.1. Os mercados organizados para transacção de electricidade .....	101
3.2. A construção do MIBEL .....	103
3.3. Cronologia dos eventos: etapas passadas e futuras .....	104
3.3.1. Aspectos estruturais do sector .....	107
3.3.2. Entidades intervenientes no Mercado Ibérico .....	108
3.4. Breve avaliação da situação do sector eléctrico em Portugal e em Espanha .....	108
3.4.1. Organização do mercado grossista .....	110
3.5. Custos de transição para a concorrência e contratos de aquisição de energia .....	110
3.6. Medidas <i>ex-ante</i> e medidas <i>ex-post</i> .....	112
3.7. Segurança do abastecimento .....	113
CAPÍTULO 4 - DESAFIOS POSTOS AO INVESTIDOR NO NOVO CONTEXTO EUROPEU .....	115
4.1. Unir ou fragmentar? .....	115
4.2. Segurança do fornecimento e serviço público .....	118
4.3. Aspectos ambientais .....	119
4.4. Poder de mercado e melhoria das interligações .....	119
4.5. A importância da liberalização do gás .....	121
4.6. Capacidade de produção e novos investimentos .....	121
4.7. Condicionantes da escolha do investimento: novas formas de mercado .....	123
4.8. O impacto da regulação na estratégia das empresas .....	125



4.8.1. Um contexto complexo e de risco acrescido.....	125
4.8.2. A adaptação estratégica das empresas .....	127
4.8.3. Mercantilização e curto prazo nos mercados de electricidade .....	128
4.8.4. A racionalização da exploração do parque de centrais.....	129
4.9. Enquadramento da tomada de decisão de investimento em produção de electricidade .....	130
 CAPÍTULO 5 - A DINÂMICA DO PREÇO DA ELECTRICIDADE .....	133
5.1. Características do preço da electricidade .....	134
5.1.1. Sazonalidade .....	134
5.1.2. Volatilidade e picos.....	135
5.1.3. Reversão à média e saltos .....	136
5.2. Processo de formação dos preços .....	137
5.2.1. A modelização da volatilidade: literatura existente e suas limitações.....	139
5.3. O comportamento dos preços no OMEL .....	140
5.3.1. Determinação do preço e estrutura de licitação no OMEL.....	140
5.3.2. Os dados.....	141
5.3.3. Condicionantes da evolução dos preços.....	142
5.4. Modelização da volatilidade no OMEL.....	146
5.4.1. Análise de estatísticas descritivas e correlogramas.....	148
5.4.2. Ajustamento de um modelo média móvel.....	151
5.4.3. Ajustamento de um modelo <i>GARCH</i> à série dos resíduos .....	155
5.5. Comparação da volatilidade em mercados europeus de electricidade.....	159
 CAPÍTULO 6 - O PAPEL DAS BOLSAS DE ENERGIA E A INTEGRAÇÃO DOS MERCADOS.....	165
6.1. Estudos prévios sobre integração de mercados .....	166
6.2. Estrutura de mercados e capacidade de interligação .....	168
6.3. Descrição da informação.....	171
6.4. Análise de correlação .....	172
6.5. Estudo da integração .....	173
 CONSIDERAÇÕES FINAIS .....	181
BIBLIOGRAFIA.....	187
ÍNDICE DE QUADROS.....	195
ÍNDICE DE FIGURAS.....	197
LISTA DE SIGLAS, NOTAÇÕES E ABREVIATURAS.....	199

(Página deixada propositadamente em branco)

*À memória da Gé*

*À dedicação dos meus Pais*

(Página deixada propositadamente em branco)

## PREFÁCIO

No início da era eléctrica, algures no final do século XIX, a indústria era privada e a concorrência era feroz. Concorrência não só comercial, entre empresas fornecedoras de electricidade, mas também concorrência tecnológica, uma vez que empresas distintas ofereciam distintas soluções técnicas. Com o passar do tempo, os sistemas de corrente trifásica impuseram-se, as empresas do sector consolidaram-se e os Estados legislaram no sentido de garantir um regime monopolista.

Durante várias décadas, a indústria eléctrica foi universalmente considerada um monopólio, escolasticamente adjectivado de natural. Na Europa do pós-guerra a indústria eléctrica foi nacionalizada em vários países, incluindo Portugal. O monopólio público tornou-se assim o paradigma dominante na Europa e noutros continentes.

No final do século XX, os pressupostos tecnológicos, económicos e ideológicos que tinham sustentado o paradigma monopolista começaram a ser questionados e assistiu-se a um movimento mundial de reestruturação da indústria eléctrica. Na esteira do Acto Único Europeu, a União Europeia adoptou um ambicioso modelo de liberalização e integração supranacional da indústria eléctrica dos Estados membros. Muitos países, começando pelo Reino Unido e incluindo Portugal, decidiram acompanhar a liberalização e «europeização» do sector com um programa de privatização, total ou parcial (caso da França).

Hoje, na Europa, o regime de funcionamento da indústria eléctrica caracteriza-se pela existência de três liberdades: de investimento, de comércio e de escolha de fornecedor por parte de todos os consumidores, industriais ou domésticos. Além disso, procedeu-se à separação jurídica, e em muitos casos, incluindo Portugal, até mesmo à separação de propriedade das várias actividades que compõem a indústria eléctrica: produção, transporte, distribuição e fornecimento ou comercialização.

A transição de um regime monopolista de empresas verticalmente integradas para um regime concorrencial de empresas especializadas nos vários segmentos da cadeia de valor não é linear e não é fácil. Vários modelos económicos e institucionais foram adoptados que se diferenciam, nomeadamente, através da forma de organização do mercado grossista – isto é, do modo de proceder ao encontro entre a oferta e a procura num quadro de concorrência. Os mercados grossistas estabelecidos na Europa diferem na dimensão, na organização e, evidentemente, na eficiência.

Analisar e comparar várias experiências de funcionamento de mercados grossistas de electricidade foi o primeiro objectivo da Doutora Patrícia Pereira da Silva no trabalho que aqui se dá à estampa. Essa análise inclui não apenas a anatomia dos referidos mercados, mas também a sua fisiologia, expressa através da variação do sinal preço. O estudo detalhado da volatilidade dos preços de energia eléctrica em vários mercados grossistas constitui uma importante contribuição da autora para a melhor compreensão destes novos organismos a que alguém chamou «animais estranhos».

O estudo da volatilidade dos preços de energia eléctrica pode servir vários objectivos. Por exemplo, constitui um elemento essencial de apreciação do comportamento dos produtores no sentido de detectar eventuais comportamentos anticoncorrenciais. No entanto, a Doutora Patrícia Pereira da Silva encara-os de outro ângulo, menos frequente na literatura especializada, mas nem por isso menos interessante – e sem dúvida coerente com as suas anteriores preocupações científicas na área da gestão financeira. Trata-se, em resumo, de tentar perceber até que ponto a volatilidade dos preços de energia eléctrica influencia as decisões de investimento dos produtores em novas centrais.

A questão central do livro é extremamente relevante de dois pontos de vista: por um lado, do ponto de vista da eficiência económica do mercado; por outro lado, do ponto de vista da segurança de abastecimento de energia eléctrica, ambas questões da máxima importância para a economia e para a sociedade.

O processo de tomada de decisão dos produtores é extremamente complexo e obviamente não se baseia exclusivamente nas expectativas associadas à previsão de evolução dos preços. Nalguns casos, contorcidas e inconfessáveis considerações estratégicas relacionadas com a ambição de manter ou até mesmo ampliar poder de mercado sobrepõem-se à linear evidência de fluxos de caixa. Por outro lado, a informação quantitativa disponível é relativamente reduzida pelo que seria imprudente esperar, do trabalho realizado, conclusões inequívocas sobre o nexos preço/investimento. No entanto, o exercício efectuado e descrito neste livro oferece interessante material de reflexão, tanto no plano metodológico como no plano empírico. À medida que mais informação for sendo publicada, sobre preços e sobre comportamentos, será possível revisitar e actualizar este meritório e entre nós pioneiro trabalho.

Por fim, a Doutora Patrícia Pereira da Silva compara a evolução dos preços de energia eléctrica em mercados adjacentes com o objectivo de investigar o grau de convergência desses mesmos mercados. Trata-se de uma questão do máximo interesse na perspectiva do aprofundamento da construção do Mercado Interno de Energia, tema de grande actualidade, como demonstram as recentes propostas legislativas da Comissão Europeia.

O conhecimento detalhado do funcionamento de mercados grossistas de electricidade não interessa apenas a comunidade científica. Interessa, obviamente, os comerciantes de electricidade que nele actuam e os consumidores de energia, que de uma forma ou outra sofrem as consequências desse funcionamento mais ou menos eficiente. Interessa também os reguladores que por lei têm a obrigação de acompanhar o funcionamento dos mercados e contribuir para a sua eficiência.

Deveria também interessar os decisores políticos de pendor intervencionista, cujas intervenções – da Califórnia a Espanha, passando por Portugal – raramente são conformes ao mercado e muitas vezes se revelaram contraproducentes.

O Mercado Interno de Electricidade é o maior mercado integrado de electricidade do mundo. Mas se ele é grande por acidente histórico ou geográfico, só poderá ter grandeza se for construído com sabedoria. São trabalhos de investigação como este que agora se publica que contribuem, decisivamente, para lhe dar a eficiência e a grandeza que os consumidores e os cidadãos da Europa ambicionam.

13

*Jorge Vasconcelos*

(Página deixada propositadamente em branco)



## AGRADECIMENTOS

*Não podíamos deixar sem uma palavra pessoas e instituições que de algum modo contribuíram para a execução e publicação deste trabalho.*

*Assim, a nossa profunda gratidão à Professora Doutora Maria Isabel Teixeira Soares pelo encorajamento lúcido que nos deu para a escrita do livro e pelos frutuoso ensinamentos que nos transmitiu, os quais contribuíram para a produção de trabalhos que em conjunto publicámos e divulgámos. Ao Professor Doutor António Manuel Ferreira Martins, um sincero agradecimento pelas judiciosas sugestões feitas durante a redacção de alguns capítulos. Ao Professor Doutor João Veríssimo Lisboa, um muito obrigado pela leitura criteriosa de alguns fragmentos do texto.*

*Às Professoras Doutoradas Maria Nazaré Lopes e Maria Esmeralda Gonçalves, do Departamento de Matemática da Universidade de Coimbra, um bem hajam pela generosa ajuda traduzida em frutuoso discussões que permitiram corrigir e aperfeiçoar alguns pontos do trabalho, nomeadamente sobre Séries Temporais.*

*À REN, à ENDESA PORTUGAL, ao INESC-Coimbra (em particular ao Professor Doutor Carlos Henggeler Antunes, seu Director) e à Fundação para a Ciência e Tecnologia financiadora do Projecto Modelos Multiobjectivo Input-Output para Estudo das Interações Energia-Ambiente-Economia (POCI/ENR/57082/2004) em cujas actividades a conclusão do livro se incluiu, o nosso vivo agradecimento pelo apoio dado à sua publicação.*

*Ao Doutor Ing. Jorge Vasconcelos, que enquanto Presidente da ERSE (Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos) e do CEER (Council of European Energy Regulators) nos foi exortando a fazer esta publicação, que gentil e generosamente aceitou prefaciá-la.*

*A todos os colegas e amigos pela troca de experiências vividas durante a escrita do texto o nosso obrigado. Uma palavra ao Professor José Xavier de Basto pelo afável incitamento que nos transmitiu para que o livro fosse dado à estampa.*

*O nosso agradecimento à Imprensa da Universidade de Coimbra, na pessoa do seu Director, o Professor Doutor José Faria Costa, pela disponibilidade posta na edição do livro na Série Investigação. Enfim, um bem haja à Dra. Maria João Castro pela amabilidade que sempre nos dispensou, nomeadamente em assuntos relacionados com a feitura técnica do livro.*

*Patrícia Pereira da Silva*

(Página deixada propositadamente em branco)

## INTRODUÇÃO

A estrutura emergente do sector energético português, em paralelo com a tendência mundial e sob a pressão decorrente de directivas comunitárias, está a permitir às empresas actuaentes na indústria da electricidade um vivo incremento de flexibilidade nas suas decisões de gestão. A passagem de um regime de monopólio, com uma empresa estatal regulada, para um novo mercado liberalizado e competitivo, ainda que com a persistência de alguma regulação económica sectorial, levanta novos desafios às empresas, que passam a operar num ambiente de maior incerteza e de volatilidade acrescida.

As características únicas da electricidade enquanto bem, a inovação tecnológica, o desmantelamento das actividades da cadeia de valores e as novas regras da indústria, nomeadamente o novo enquadramento regulatório e as interacções estratégicas determinantes têm um impacto crucial no comportamento dos preços dos mercados grossistas recentemente criados.

A elaboração do presente estudo foi-se processando ao longo de uma época marcante da reorganização da indústria da electricidade, tanto a nível nacional como internacional. Partilhamos o ponto de vista de Stoffaës (1999), que considera a energia eléctrica a indústria por excelência do século XX, apontando duas razões fundamentais: primeiro, pela revolução que as tecnologias oriundas da electricidade provocaram na indústria, na sociedade e no modo de vida dos cidadãos; depois, porque a organização industrial e o regime jurídico do sector eléctrico constituem um marco político-ideológico de cada época. Pode mesmo acrescentar-se que a leitura da sua evolução acompanha os grandes debates sociais e políticos.

Os sectores cuja actividade assenta em infra-estruturas de rede (*network utilities*), como os transportes (aéreos, ferroviários ou postais), as telecomunicações, a água, o saneamento básico e a energia (electricidade e gás) são aqueles em que tradicionalmente se tem constatado forte influência governamental, manifestada por abundante regulamentação, ou mesmo por propriedade do Estado. No passado, estes sectores foram considerados adequados à intervenção estatal, a fim de colmatar eventuais falhas de mercado. Nos últimos 25 anos tal situação inverteu-se, tendo-se desenvolvido tendências de liberalização, desregulação e privatização dos sectores de serviço público.

O objectivo primordial destas iniciativas reformistas tem sido promover a concorrência em segmentos horizontais daqueles sectores, limitar o resultado da indústria

decorrente de monopólio regulado e introduzir novos mecanismos de regulação para os segmentos monopolistas residuais, com a finalidade de diminuir custos e permitir preços eficientes.

A evolução do pensamento económico acompanhou esse processo, facilitando a propagação de novos princípios comuns. Desde os anos sessenta, em especial com os trabalhos de Averch e Johnson (1962) e Demsetz (1968), tem-se vindo a questionar o modelo de regulação das indústrias de rede e a eficácia dos monopólios na afectação de recursos. Progressivamente, foi-se estabelecendo consenso preconizando a introdução de um certo grau de concorrência, de que muitas das etapas haviam já sido antecipadas por Joskow e Schmalensee (1983).

Tem-se colocado grande ênfase em aspectos da estrutura e da organização industrial, da regulação e do modo de introdução da concorrência nas indústrias tradicionalmente monopolistas. Todavia, o consenso tem sido alcançado a ritmos diferentes, consoante os sectores económicos: mais rápidos nas telecomunicações e transportes (aéreos e ferroviários), mais lentos no sector eléctrico. Em particular, ao nível da União Europeia foi necessário mais de uma década de debates e polémicas sobre a aplicação do Acto Único neste sector até se alcançar a Directiva 96/92/EC sobre o mercado integrado e concorrencial de electricidade, posteriormente revogada pela Directiva 2003/54/EC. As resistências ao processo de desregulação do sector eléctrico têm sido mais fortes do que as sentidas noutras indústrias. Vários foram os factores primordiais de mudança que contestaram as formas tradicionais de organização do sector eléctrico, assentes na existência de monopólio integrado produção-transporte na quase totalidade dos casos, não raras vezes complementado por um monopólio de distribuição a nível local ou regional. Neste sector são também patentes significativas ineficiências económicas, além de importantes diferenças de preços entre os Estados Unidos da América, a União Europeia e o Japão, que afectam o interesse pela reestruturação da indústria da electricidade.

Afirmar que o sector eléctrico está a ser liberalizado, *tout court*, revela uma visão simplista do processo, pois a concorrência apenas pode ser introduzida nalguns dos seus segmentos. A estrutura industrial resultante combina uma mistura de actividades concorrenciais e de actividades monopolistas reguladas. Esta realidade, em conjunto com características técnicas específicas da energia eléctrica, constitui a razão por que os mercados da electricidade funcionam de modo diverso dos outros.

O termo liberalização é mesmo um eufemismo, pelo menos no caso do sector eléctrico, já que a passagem da regulação directa de um monopólio verticalmente integrado para um mercado híbrido tem representado, por via de regra, um fortalecimento, mais do que uma redução, do aparelho regulatório. Dado o profundo valor económico e social inerente ao abastecimento certo e seguro de electricidade, torna-se indispensável compreender a dinâmica específica dos respectivos mercados para que o seu desenho seja adequadamente traçado.

Toda esta reestruturação conduziu à criação de mercados grossistas e à mercantilização da electricidade tornando-a num bem (*commodity*) de manuseamento similar ao do carvão ou do ouro, portanto ideal para negociar. No entanto, no seio das *commodities* a

electricidade tem-se revelado a mais problemática devido à sua natureza não-armazenável (pelo menos de modo eficiente em termos económicos). A impossibilidade de recorrer a *stocks* sempre que ocorram flutuações imprevistas da procura impede a troca de electricidade em momentos distintos do tempo e é, em última instância, responsável pelo comportamento complexo e volátil que o seu preço exhibe, com irrefutáveis consequências no processo de investimento em capacidade produtiva.

Segundo a teoria das finanças empresariais, um projecto de investimento deve ser aceite sempre que o seu valor actualizado líquido seja positivo. Também a teoria neoclássica do investimento presente na literatura económica se baseia nesta regra. Porém, para que ela seja eficaz, tornam-se necessários alguns pressupostos: que o projecto seja completamente reversível, ou que revista uma oportunidade de «agora ou nunca». Para além disso, o seu valor deve ser totalmente independente de quaisquer variáveis observáveis que evoluam no tempo. Todavia, na maioria dos casos concretos os investimentos deparam-se com oportunidades irreversíveis, pelo menos parcialmente, e podem ser adiados até se obterem informações adicionais sobre alguns factores de incerteza que afectam o seu valor. Sob tais condições, a decisão correcta envolverá comparar o valor de investir «hoje» com o valor de investir em todos os possíveis momentos futuros. Por ignorar esta comparação de alternativas mutuamente exclusivas, a relevância da teoria tradicional tem sido questionada. À medida que a concorrência e a volatilidade prevalecem nos mercados, os agentes económicos necessitam de estabelecer programas de gestão de risco.

Neste trabalho investigam-se aspectos da organização dos mercados respeitantes a dinâmicas de longo prazo com impacto na capacidade produtiva de electricidade. Enquanto a análise se afigura tão generalista quanto possível, sempre que for necessário efectuar escolhas a ênfase incide em mercados europeus de electricidade, não descurando importantes situações vividas nos Estados Unidos. Esta análise pretende contribuir para uma maior compreensão do processo de tomada de decisão de investimentos, com enfoque específico no comportamento dos preços dos mercados e na sua eventual integração.

Na Europa, só muito recentemente começou a ser dada alguma atenção ao papel de tais novos mercados e às características da sua geometria. Por isso, um objectivo primordial do trabalho é contribuir para a análise do modo como estes mercados facilitam a transacção de electricidade e do papel que eles podem desempenhar na construção de um mercado europeu de electricidade competitivo. Uma vez que o desenvolvimento destes mercados constitui um fenómeno recente na Europa Continental, é aqui ainda relativamente escassa a investigação sobre este tópico. Em países (Estados Unidos, Reino Unido, da Escandinávia) que encetaram o processo de liberalização no início dos anos 90 há naturalmente maior experiência na organização do mercado, razão pela qual o processo de liberalização tem aí sido mais estudado, originando um importante acervo de literatura produzida por grupos de investigadores liderados, entre outros, por Hogan, Borenstein, Wolak, Joskow e Newbery. Um objectivo vital deste trabalho, utilizando e ajustando conceitos teóricos desenvolvidos por alguns destes economistas,

foi analisar o comportamento dos preços *spot* e o papel de alguns mercados grossistas recém criados na Europa (ênfase particular para o caso espanhol).

Um estudo sobre bolsas de energia requer que se contemple uma dualidade inerente a tais instituições. Primeiro, elas são, simultaneamente, mercado e instituição: enquanto mercado, proporcionam transacção de electricidade e determinam o preço de equilíbrio; enquanto instituição, têm objectivos e restrições, revelando-se essenciais ao desenho do mercado da respectiva indústria. Segundo, a relação entre elas e o processo de liberalização não é linear nem unidireccional: a liberalização encoraja o nascimento de tais mercados, não se limitando estes a ser apenas resultado, pois também se constituem como força motriz para o desenrolar do processo.

Apresentados os objectivos que ao trabalho interessam descreve-se de seguida sumariamente a forma como ele está organizado.

No capítulo 1 apresentam-se as motivações económicas e políticas subjacentes à criação de mercados grossistas de electricidade.

Começamos por debater a questão referente à detenção da propriedade dos activos por agentes públicos ou privados, bem como a integração das operações e o melhoramento da competitividade como formas de reestruturar o mercado. A polémica em torno da regulação é, porventura, a mais complexa, tentando-se averiguar onde é realmente necessária e se é de facto determinante no incremento da eficiência. Deste modo, torna-se necessário, *ab initio*, analisar o papel da regulação no processo de liberalização e estudar o impacto de um novo regime e de uma nova forma de actuação das agências reguladoras na introdução da concorrência. Partindo do princípio de que esta deve ser introduzida sempre que possível, a reestruturação comporta consequências importantes sobre a tomada de decisão das empresas inicialmente preservadas da concorrência, problemática para a qual pretendemos contribuir com a análise efectuada.

As trocas de electricidade por grosso levantam complexos problemas de coordenação inerentes às propriedades físicas do produto – a electricidade não é um bem comum – e às características técnico-económicas da procura e da oferta. A introdução da concorrência num sector tradicionalmente ordenado em torno do monopólio produção-transporte cria novos desafios de coordenação que convém gerir de molde a pôr em prática dispositivos organizacionais e institucionais adequados. A criação de um mercado grossista organizado é uma das formas possíveis. Logo que a decisão de criar tal mercado para introduzir a concorrência entre produtores for tomada, as autoridades devem conceber o seu *desenho*. Não existe por ora um mercado «modelo-tipo», apesar de experiências recentes deixarem transparecer alguma uniformização.

O objectivo do capítulo 2 foi realizar estudos comparativos de natureza económica que permitem explicar a variedade das reformas da indústria da electricidade tendo em vista diferenças entre os respectivos ambientes institucionais. Desenvolvemos uma abordagem dinâmica respeitante aos factores desestabilizadores e à aprendizagem institucional num enquadramento da indústria da electricidade. A interpretação da diversidade das reformas no sector das *utilities* mostra como alguns factos têm uma dimensão explicativa das especificidades do enquadramento institucional de cada

indústria energética nacional, bem como das estruturas industriais e dos regimes de propriedade (Bergman *et al.*, 1999, Glachant, 2001). Com a discussão de casos representativos em termos internacionais pretendemos tirar ilações susceptíveis de contribuir para o projecto do Mercado Ibérico de Electricidade. Para tanto, seleccionámos os casos americano (particularmente, a situação vivida na Califórnia), nórdico e espanhol.

No capítulo 3 fazemos um ponto da situação da construção demorada e titubeante do Mercado Ibérico de Electricidade para, no capítulo 4, elaborarmos um diagnóstico dos factores mais determinantes que se colocam a um investidor na produção de electricidade. Daí que retomemos alguns aspectos já abordados nos capítulos anteriores, com o objectivo de agora fazer emergir vectores críticos influentes no processo da tomada de decisão de investir no mercado regional ibérico.

Sendo a liberalização um processo relativamente recente, não abunda literatura que aborde tecnicamente o estudo da dinâmica da série de preços da electricidade ou que analise o comportamento de tais preços de forma empírica. Foi investigar tal dinâmica o objectivo principal do capítulo 5. É patente um crescente interesse desta abordagem, quer no mundo académico, quer por parte dos próprios intervenientes do mercado, dados os novos problemas que o tema suscita. Como se verá neste capítulo, a volatilidade do preço da electricidade varia consideravelmente ao longo do tempo, tornando-se por isso crucial compreender o seu comportamento. Alterações na volatilidade podem afectar variáveis de mercado, como a produção ou os preços. Além disso, a volatilidade revela-se factor-chave na determinação do valor de contratos derivados, produtos utilizados com frequência crescente na procura de protecção contra o risco.

Pretendemos, assim, contribuir para uma modelização do comportamento estocástico em tempo discreto do preço diário *spot* e estudar a respectiva volatilidade. Com a análise da série temporal do preço *spot* da electricidade no *Operador del Mercado Ibérico de Energía* (OMEL)<sup>1</sup>, numa primeira fase, e de séries equivalentes noutras bolsas europeias, numa outra, procuramos, através de um modelo univariado, atingir dois objectivos fundamentais: identificar as características e propriedades principais das séries de preços e, de seguida, formular previsões. Apoiamo-nos na metodologia desenvolvida por Engle (1982), que desempenhou um papel pioneiro ao descrever a heteroscedasticidade condicional autorregressiva através de um modelo matemático rigoroso.

Enfim, no capítulo 6 testa-se a existência de integração no ambicionado Mercado Interno de Electricidade, para o que utilizamos preços de mercados diários grossistas, ou, mais precisamente, relações entre os preços dos vários mercados, relativos ao triénio 2002-2004. Já nos trabalhos de Cournot (1838) e de Stigler (1969) as relações espaciais se revelaram importante indicador da integração de mercados. Desenvolvemos testes

---

<sup>1</sup> Pode acontecer que a explicitação de alguma sigla, notação ou abreviatura não tenha sido apresentada aquando da sua utilização no corpo do texto, mas decerto constará do correspondente Glossário apresentado no final.

baseados na ideia de que num mercado europeu de electricidade totalmente integrado as diferenças de preços entre países apenas teriam que reflectir congestionamentos da transmissão, uma vez que a arbitragem deveria garantir um movimento síncrono dos preços (Schweppe *et al.*, 1988, Hogan, 1992). Assim, na hipótese de dois mercados estarem integrados, os preços deveriam evoluir em sintonia, o que implicaria que um choque de oferta ou de procura num local se deveria propagar a outras regiões, já que a electricidade proveniente do exterior pode ser considerada um substituto perfeito (produto totalmente homogéneo) da produzida em território indígena, sujeito apenas aos limites das interligações.

É manifesta a ausência de consenso sobre uma solução de gestão para o investimento em produção de electricidade e a dificuldade dos decisores efectuarem escolhas que os comprometam a longo prazo. Em síntese, dada a actualidade do tema, pretende-se providenciar uma reflexão económica sobre um domínio tradicionalmente considerado sob o ponto de vista técnico, pondo em evidência uma necessária interdisciplinaridade para abordar assuntos tão complexos, e fornecer um estudo empírico que inclui o tratamento quantitativo de variáveis-chaves no processo de tomada de decisão de investimento.

Resulta claro que embora a dinâmica de preços *spot* da electricidade apresente algumas similitudes com a de outras *commodities*, as suas especificidades, particularmente o seu carácter não-armazenável, o seu comportamento altamente volátil, com presença de picos e um padrão de reversão à média, produz impactos inegáveis na decisão de investimento na sua capacidade produtiva.

Por outro lado, a nossa análise exploratória identificou uma convergência recente entre os preços diários de países europeus vizinhos, o que não representa, *de per se*, uma integração dos respectivos mercados. Esta almejada integração parece desenrolar-se por via da construção de mercados regionais, emergindo a sensação de que os blocos nacionais acabarão por ser mais perenes do que o desejado, o que fará aumentar o tempo de espera pelo Mercado Interno pan-europeu.



## CAPÍTULO 1

### REGULAÇÃO E CONCORRÊNCIA NAS INDÚSTRIAS DE REDE

Nas últimas décadas fortes mudanças vieram pôr em causa as formas tradicionais de organização das indústrias de serviço público. Em consequência da mescla de experiências reformistas e da variedade de abordagens alternativas adoptadas emergiu o debate sobre o desenho da política óptima de reestruturação das indústrias de rede (*network utilities*), nomeadamente da electricidade.

Grande parte deste debate tem-se centrado em aspectos, ditos clássicos, de organização industrial, quais sejam o nível óptimo de integração vertical entre as funções de transporte, distribuição e produção (Newbery, 1999), a extensão da fragmentação horizontal, a forma dos mercados concorrenciais ou a sequência das reformas.

Na prática, todavia, não se descarta uma correlação empírica entre o método de reestruturação adoptado e o eventual sucesso das reformas, o que provoca alguma ambiguidade sobre o conceito de «abordagem estrutural óptima». Holburn e Spiller (2002) defendem a ideia de que a geometria do «governo regulatório» é mais importante para a atracção do investimento privado a longo prazo do que a especificidade da escolha da estrutura industrial.

O objectivo deste capítulo é analisar o papel da regulação e do processo de introdução da concorrência no sector da electricidade e fazer uma primeira abordagem ao correspondente mercado europeu.

#### 1.1. O papel da regulação no processo de liberalização

##### 1.1.1. A função reguladora

A função reguladora está presente nos Estados modernos desde há muito tempo, embora se tenha manifestado em momentos distintos e sob formas várias nas diversas democracias ocidentais<sup>2</sup>.

---

<sup>2</sup> Na realidade, a regulação já estava presente nas antigas civilizações da Babilónia, Egipto e China, consubstanciando-se em normas e leis com que as sociedades visavam ordenar a actividade económica de modo a garantir a prosperidade ou o bem comum. A título de exemplo, veja-se a descrição que Fernão Mendes Pinto faz da economia chinesa do séc. XVI, onde destacou a organização e as proibições dos diversos ofícios (Fernão Mendes Pinto, *Peregrinação*, capítulos XCVII a XCIX, pp. 274 a 285 da reimpressão da INCM, Lisboa, 1983), citado de Araújo, J.L. (2001).

De facto, não existe mercado que opere sem algum suporte legal, normativo ou de convenção social, que lhe confira a sua forma específica e até o seu conteúdo. No sentido contemporâneo do termo, a literatura tem-se centrado em situações em que órgãos e regulamentos existem para controlar a estrutura e o funcionamento de alguns sectores específicos: transportes, energia, comunicações, água e saneamento básico<sup>3</sup>. Estes sectores comungam algumas características importantes: os seus produtos, básicos para a vida económica e social, apresentam significativas externalidades no funcionamento, pois afectam terceiros ou a própria colectividade, podem coexistir com economias de escala ou de gama, bem como com complementaridades que favorecem a regulação sobre a concorrência, e tendem a implicar investimentos específicos vultosos, com longos prazos de maturação e sujeitos a irreversibilidades, acarretando custos irrecuperáveis (Kahn, 1995, Laffont e Tirole, 2000, Bös, 2003).

O «Glossário de Economia Industrial e do Direito da Concorrência» da OCDE define da seguinte forma a regulação económica:

*«Em sentido lato, a regulação económica consiste na imposição de regras emitidas pelos poderes públicos, incluindo sanções, com a finalidade específica de modificar o comportamento dos agentes económicos no sector privado. A regulação é utilizada em domínios muito diversos e recorre a numerosos instrumentos entre os quais o controlo dos preços, da produção ou da taxa de rentabilidade (lucros, margens ou comissões), a publicação de informações, as normas, os limiares de tomada de participação. Diferentes razões têm sido avançadas a favor da regulação económica. Uma delas é limitar o poder de mercado e aumentar a eficiência ou evitar a duplicação de infra-estruturas de produção em caso de monopólio natural. Outra razão é proteger os consumidores e assegurar um certo nível de qualidade assim como o respeito de certas normas de comportamento, nomeadamente em matéria de deontologia para algumas profissões liberais como os médicos ou os advogados. A regulação pode, também, ser adoptada para impedir a concorrência e proteger os fornecedores de bens e serviços (...).»*

Da transcrição acima feita decorre que a acção reguladora se pode exercer em dois contextos e com dois objectivos distintos: onde se crê que a concorrência seja impossível, regula-se o monopólio para proteger os consumidores; onde a concorrência é imperfeita e o mercado apresenta falhas, é necessário colmatar as lacunas, obrigando as condições do mercado real a aproximarem-se das de concorrência perfeita, permitindo assim que o jogo da concorrência conduza a uma afectação óptima dos recursos, isto é, regula-se o mercado (imperfeito).

Na realidade, não existem monopólios puros, pelo que a regulação deverá ter sempre em conta alguma combinação de regras e mecanismos de mercado. As principais falhas deste que necessitam de intervenção reguladora resultam, como referem Viscusi *et al.* (1995), de várias circunstâncias:

- insuficiência do abastecimento de bens públicos;
- presença de externalidades;

---

<sup>3</sup> O sentido moderno, e que aqui adoptamos, é o de influência anglo-saxónica. Os franceses preferem *reglémentation*, para o distinguir da regulação macroeconómica (Finon, 1997).

- assimetrias informativas<sup>4</sup>;
- excessivo poder dos monopólios;
- risco de concorrência desmedida ou destrutiva.

A regulação tem por objectivo influenciar e restringir as decisões dos agentes económicos. Para esse efeito pode actuar sobre uma ou mais variáveis, nomeadamente:

- preços – valores individuais, limiares, intervalos ou até mesmo uma completa estrutura tarifária;
- quantidades – máximas ou mínimas;
- taxas de rendibilidade;
- número de empresas – condições de entrada e saída do mercado;
- qualidade – padrões que o produto ou serviço deve atingir;
- investimento – global ou sectorial.

### 1.1.2. Monopólios naturais e mercado concorrencial

A existência de monopólios naturais, como nos casos do transporte e da distribuição de energia eléctrica, é frequentemente apontada como a principal razão da necessidade de regulação. Também a introdução de concorrência no sector e a privatização das empresas que detêm os monopólios justificam a instituição de mecanismos de regulação que garantam o funcionamento transparente do mercado e a não discriminação no relacionamento entre os agentes.

Em termos económicos, uma indústria é classificada como monopólio natural quando um dado conjunto de resultados pode ser alcançado de forma mais barata por uma única empresa do que repartido por várias (Gaffard, 1990). Para satisfazer esta condição, a indústria deve apresentar economias de escala ou de gama<sup>5</sup>, pelo que a função custo da indústria deve ser subaditiva (Shuttleworth, 2002). No caso de produção de um único bem, a subaditividade traduz-se no facto de a sua função de custo,  $C(q)$ , verificar a condição

$$C(q) < \sum_{i=1}^k C(q_i), \quad \left( q = \sum_{i=1}^k q_i \right).$$

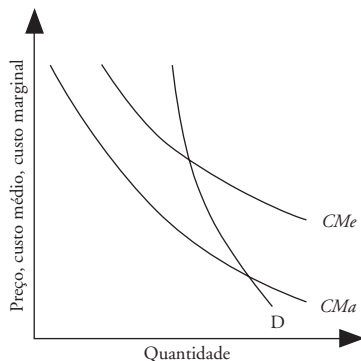
onde  $k$  designa o número de empresas e  $C(q_i)$  é a função de custo da empresa  $i$ .

A figura 1.1 ilustra o comportamento típico das curvas do custo médio,  $CMe$ , do custo marginal,  $CMa$ , e da procura,  $D$ , numa situação de monopólio natural. Repare-se que o ponto em que a curva  $D$  da procura intersecta a curva  $CMa$  da

<sup>4</sup> Podem surgir assimetrias informativas pelo facto da empresa regulada conhecer melhor do que o regulador a tecnologia e o mercado, bem como as suas operações e margens de acção. Assim, pode «vender» opções que lhe convenham (selecção adversa) ou falsear informações sobre os seus esforços (risco moral). Em consequência, empresas mais eficientes podem obter maiores rendimentos.

<sup>5</sup> Samuelson e Nordhaus (1988) utilizam também a expressão «economias de campo de acção» como sinónimo de «economias de gama», para traduzirem o termo anglo-saxónico *scope economies*.

empresa corresponde a um ponto em que  $CMe$  é decrescente. Se duas empresas semelhantes produzissem a globalidade do produto desta actividade, os custos seriam consideravelmente superiores aos de uma única empresa.



**Figura 1.1 - Monopólio natural «tipo»**

Fonte<sup>6</sup>: Adaptado de Samuelson e Nordhaus, 1988

A correspondência que Gaffard (1990) estabelece entre monopólios naturais e subaditividade, em contraposição com outros autores que, como Kahn (1995), os reconhecem com economias de escala, alarga o conceito de monopólio natural a empresas que podem cobrir a totalidade dos custos, igualando os preços de venda aos custos marginais.

Uma vez que o monopólio natural não permite uma actuação plena dos mecanismos de mercado, surge então a regulação económica como um factor de correcção do seu funcionamento. Sendo um dos objectivos da regulação dos monopólios pretender que a oferta se processe nas melhores condições de qualidade e preço, a construção de regras e mecanismos de regulação deve induzir eficiência e garantir equilíbrio geral no funcionamento do sector – entenda-se aqui eficiência em sentido lato: eficiência na afectação e utilização de recursos, na relação entre agentes e no relacionamento regulador/regulado. O incentivo à participação dos intervenientes no processo de regulação, a transparência na concepção e discussão das suas regras e a previsibilidade introduzida pelo edifício regulamentar construído são factores que contribuem também para a eficiência do sector.

A manutenção do equilíbrio geral de funcionamento do sector e, em particular, do equilíbrio entre interesses dos diversos agentes que nele operam, empresas ou consumidores, constitui um dos eixos de actuação da regulação. Esta, num sector que opere em regime de monopólio e forneça um serviço fundamental para a economia e para a sociedade deve levar em consideração, por um lado, o preço e a qualidade do serviço prestado e, por outro, uma adequada remuneração, bem como a manutenção do equilíbrio económico/financeiro das empresas reguladas, de molde a induzir convergência entre os interesses destas e os dos consumidores.

<sup>6</sup> Doravante, sempre que se omita a fonte dos quadros ou das figuras é porque eles são da nossa autoria.

Estes não confinam as suas preocupações ao nível dos preços. Exigem reconhecidos padrões de qualidade do serviço, garantia de abastecimento e informação transparente (desejam compreender o que compram e por quanto compram), para além de pretenderem usufruir da possibilidade de escolha do fornecedor, eliminando a sujeição a um poder dominante único. Importa, pois, ter presente que os mecanismos de regulação instituídos influenciam as decisões dos consumidores e, por conseguinte, a utilização que eles fazem dos recursos disponíveis.

O nível de remuneração das actividades reguladas deve tender para aquele que o mercado lhe atribuiria em ambiente concorrencial. Em concorrência perfeita, a rentabilidade da empresa iguala o custo de oportunidade do capital. Em sectores regulados, a remuneração estabelecida, de forma explícita ou implícita, pela regulação económica deve ter em consideração o risco da actividade regulada e a necessidade de atrair capitais suficientes para que o equilíbrio entre a oferta e a procura se mantenha.

Na literatura recente, salienta-se o facto de as redes de transporte de electricidade constituírem um monopólio natural (Joskow, 1997, Hogan, 1998, Littlechild, 2000). A existência de mais do que uma rede para fornecer o mesmo serviço não conduz à optimização da utilização dos recursos. Em sectores onde se manifestam grandes economias de escala, a coexistência de diversas empresas conduz inevitavelmente ao aumento dos custos e a uma ineficiente afectação de recursos.

No caso das actividades de transporte e de distribuição de energia eléctrica, que apresentam economias de escala, os custos operacionais médios decrescem quando aumenta a quantidade de energia fornecida, quando os custos marginais são inferiores aos custos médios e quando preços iguais a custos marginais não permitem recuperar a totalidade dos custos. Esta é uma situação em que para as empresas serem economicamente viáveis os preços praticados têm de ser superiores aos que se formariam em mercado perfeito.

Se no caso dos monopólios naturais a regulação surge de modo instintivo como substituto, ainda que imperfeito, das regras de mercado livre, pode parecer paradoxal que ela esteja também presente no contexto emergente da liberalização concorrencial. Não obstante, muitos autores adeptos da introdução da concorrência não defendem uma desregulação sectorial, optando, ao invés, por uma nova forma de regulação e advogando um novo papel para o órgão regulador.

É bastante comum encontrarmos na literatura o termo *re-regulação* em vez de desregulação<sup>7</sup>. De facto, tem-se constatado um agrupar de regulações e não o desaparecimento da legislação, desmantelando-se parcialmente o sistema regulatório anterior e agregando-se o remanescente à nova regulação (Banks, 2000).

---

<sup>7</sup> Emergindo da tradução literal do vocábulo inglês *deregulation*, a desregulamentação, no sentido que foi dado ao termo na Europa Continental, traduz o conjunto de medidas que tiveram por objecto diminuir o volume e o peso das normas jurídicas que obrigavam os operadores. Já o conceito de desregulação é uma noção característica do liberalismo económico, que visa aumentar a liberdade dos operadores no mercado. Estamos perante dois termos diferentes, que não têm o mesmo significado.

### 1.1.3. Poder de mercado nas indústrias de rede. Medidas de avaliação

28

É frequente enunciar o conceito de poder de mercado como forma de ilustrar a distorção do processo concorrencial. A diversidade presente nas definições dos conceitos associados ao poder de mercado prende-se, em grande parte, com o empirismo existente na sua avaliação e medição. Reconhece-se, de modo imediato, poder de mercado através do cálculo do índice  $L_j$  de Lerner,

$$L_j = \frac{p - C'_j}{p}, \quad (1.1)$$

onde  $p$  é o preço de venda do bem (ou serviço) e  $C'_j$  representa o custo marginal de produção da empresa  $j$ .

A medida da concentração constitui uma forma indirecta de averiguar a existência de poder de mercado, já que exprime, ainda que de forma sumária, o quão próxima está a estrutura de mercado da situação de monopólio ou da de concorrência perfeita. Um dos instrumentos mais comumente usados na avaliação da concentração de um mercado é o índice  $HHI$  de Herfindahl-Hirschman,

$$HHI = \sum_{j=1}^N s_j^2, \quad (1.2)$$

onde  $s_j$  designa a quota de mercado da empresa  $j$  e  $N$  o número total de empresas. Se os  $s_j$  estiverem expressos em número de unidades percentuais, o valor de  $HHI$  varia entre os valores limite 0 (concentração mínima – situação de concorrência pura) e 1 (concentração máxima – caso de monopólio puro). Valores intermédios do índice  $HHI$  correspondem a situações de oligopólio (Demsetz, 1973).

No cálculo de  $HHI$  manifestam-se algumas desvantagens bem conhecidas, dentre as quais se salientam a sua elevada estaticidade, fornecendo um peso desfavorável a empresas de pequena dimensão e, ainda, a sua enorme sensibilidade à definição de mercado (cf. Schmalensee (1977), para outras insuficiências do  $HHI$ ).

No entanto, a ampla utilização deste índice assenta no seu forte suporte teórico. Existe uma correspondência directa entre o índice  $HHI$  e o índice de Lerner, originada num equilíbrio de Cournot-Nash, que a seguir se expõe.

Considere-se o modelo clássico de oligopólio Cournot-Nash de uma indústria com empresas independentes vendendo produtos homogéneos  $x_j$ , com  $j=1, \dots, N$ .

Designa-se o *output* global da indústria por  $X \equiv \sum_{j=1}^N x_j$  e seja  $s_j$  a quota de mercado da empresa  $j$ , isto é,  $s_j = x_j/X$ . Seja  $p(X)$  a função inversa da procura do mercado e defina-se a elasticidade preço da procura por  $\eta = -p/X p'(X)$ . Seja  $C_j(x)$  o custo do *output* de nível  $x$  da empresa  $j$  e designe-se por

$$\pi_j \equiv \pi_j(X) = p(X)x_j - C_j(x_j)$$

o respectivo o lucro. Estritamente falando,  $\pi_j$  é uma função das  $N$  variáveis *output*, mas apenas  $x_j$  está sob o controlo da empresa  $j$ .

Num equilíbrio Cournot-Nash, a empresa  $j$  maximiza o lucro esperado sujeito ao *output* das empresas remanescentes, isto é,

$$\max_{x_j} \pi_j = \max_{x_j} (p(X)x_j - C_j(x_j))$$

O *output* de equilíbrio Cournot-Nash para a empresa  $j$  satisfaz então a condição de primeira ordem  $\partial\pi_j/\partial x_j = 0$ , que se reduz a

$$p\left(1 - \frac{s_j}{\eta}\right) = C'_j. \quad (1.3)$$

29

Observe-se que o *output* de equilíbrio Cournot-Nash da empresa  $j$  é inferior ao resultado de equilíbrio concorrencial, em que  $p = C'_j$ , mas é superior ao resultado de monopólio, em que  $p(1 - 1/\eta) = C'_j$ .

A equação (1.3) pode ser reescrita de modo a fazer aparecer no primeiro membro a margem preço-custo,  $L_j$ , vindo então no segundo membro a quota de mercado da empresa dividida pela elasticidade preço da procura:

$$L_j \equiv \frac{p - C'_j}{p} = \frac{s_j}{\eta}. \quad (1.4)$$

Calculando agora o índice global  $L$  de Lerner da indústria como a margem preço-custo ponderada pela quota de mercado, vem

$$L \equiv \sum_j s_j L_j = \sum_j s_j \left( \frac{p - C'_j}{p} \right),$$

donde, atendendo a (1.4), se obtém a seguinte relação, entre  $L$  e o índice  $HHI$  de Herfindahl-Hirschman:

$$L \equiv \sum_j s_j \left( \frac{p - C'_j}{p} \right) = \frac{1}{\eta} \sum_j s_j^2 = \frac{HHI}{\eta}. \quad (1.5)$$

Campos e Vega (2004) relembram que o modelo Cournot-Nash pressupõe que as empresas são entidades independentes, cada uma visando maximizar o respectivo lucro sem atender ao impacto no lucro das demais, mas observam que no caso de haver grandes investidores, com participações em diferentes empresas concorrentes, tal pressuposto de independência pode ser posto em causa. Por isso, estes autores desenvolveram um índice generalizado, o  $GHHI$ , que tem em conta as participações cruzadas existentes numa indústria – no caso tratado, o sector eléctrico espanhol, em que se tem vindo a assistir a diversas tentativas de fusões e aquisições.

#### 1.1.4. Serviço público e regulação

A evolução relativa aos serviços públicos em rede, mais do que resultante de uma desregulamentação ou de uma desregulação, traduziu sobretudo uma modificação e uma renovação das formas de intervenção do Estado na economia e na sociedade.

As redes de serviço público (transportes, energia, telecomunicações, serviços postais, serviços urbanos) têm um peso económico directo muito importante nas economias nacionais – ao nível do emprego, do investimento, do produto nacional bruto – mas assumem uma importância global muito mais abrangente, uma vez que são infra-estruturas que condicionam, elas próprias, a competitividade de inteiros sectores económicos (Bös, 2003). Têm também uma dimensão manifestamente social, já que contribuem igualmente para a coesão nacional e territorial dos diferentes países.

A concepção de serviço público adoptada pela generalidade dos países, independentemente da sua filosofia de governo, visa a defesa do interesse público e é da responsabilidade dos poderes estatais. Vandamme (1997) salienta que quer o «interesse geral» nos países de tradição europeia continental, quer o *public interest* nos países de tradição anglo-saxónica, constituem os principais motores da não intervenção pública e sustentam uma abordagem comum de intervenção, conceitos a que surgem associadas, por sua vez, as noções de *serviço público* e de *public utilities*, respectivamente. Os sectores cobertos são, regra geral, os mesmos: saúde, serviços urbanos (água, saneamento, resíduos, cabo), correios, telecomunicações, estradas, energia (electricidade, gás) e transportes (caminhos de ferro, transportes urbanos). O modelo de serviço público, associado a uma tradição intervencionista do Estado e apoiado em monopólios naturais geridos por empresas públicas, ou não (caso dos EUA), pouco criticado até à década de 70 do século passado, foi posto em causa nos últimos anos.

### 1.1.5. A importância da autoridade reguladora

Ficaria limitado o estudo do papel da regulação no processo de liberalização sem aprofundar alguns aspectos estruturais e funcionais das entidades reguladoras. Daí que lhes dediquemos a presente subsecção.

A reestruturação dos mercados de electricidade exige um leque variado de medidas que vão muito além das transformações introduzidas pela regulação. A reforma institucional – adaptação das entidades reguladoras<sup>8</sup> às suas novas funções e atribuições – constitui elemento fundamental na actividade de transição. Os acordos institucionais produzem forte impacto na qualidade e eficácia da regulação e, em particular, no desenhar de incentivos e expectativas de empresas, investidores e consumidores.

As entidades reguladoras podem ser organizadas sob formas diversas, como salienta Moreira (1998):

*«Todo o sistema de regulação implica a escolha da entidade responsável pela regulação, a definição do respectivo formato e das competências. Também aqui as opções são variadas, dependendo, entre outros factores, das tradições administrativas, em geral e do sector em particular, da existência ou não de concorrência, da importância do serviço (...)».*

---

<sup>8</sup> Moreira (2002) elege para título do seu estudo e projecto de lei-quadro a expressão «autoridades reguladoras independentes», se bem que na literatura sejam utilizadas com sentido equivalente expressões como «agências reguladoras», de inspiração anglo-saxónica, ou «autoridades administrativas independentes», de inspiração francesa, ou, mais simplesmente, «entidades reguladoras», que utilizaremos frequentemente.



Por sua vez, Vasconcelos (1997) elenca quatro temas principais inerentes à função das entidades reguladoras, a saber: legitimidade (processual e substancial), eficácia, independência e coordenação.

A legitimidade processual das entidades reguladoras independentes, no âmbito constitucional das democracias modernas, deriva de pelo menos cinco factores:

- consistência legal do processo de aprovação dos seus estatutos;
- nomeação dos seus órgãos por entidades eleitas;
- existência de regras formais que definam o processo de decisão da entidade e envolvam ampla participação do público (transparência);
- justificação sistemática das prioridades, acções e decisões da entidade;
- possibilidade de apelo judiciário das suas decisões.

E tal legitimidade processual assenta em critérios vários, dentre os quais se destacam:

- definição clara dos objectivos e dos limites de acção da entidade;
- consistência das decisões;
- profissionalismo e capacidade técnica;
- capacidade de promover os direitos dos consumidores.

Segundo Moreira (2001), são três os principais predicados de uma regulação independente:

- «separação entre o operador público ou concessionário público e o regulador»;
- «independência do regulador perante o Governo (independência orgânica e funcional): mandato por termo certo, inamovibilidade, não sujeição a ordens ou instruções»;
- «independência face aos interessados regulados (incompatibilidades e medidas contra a «captura» do regulador pelo regulado)».

São numerosas as opções possíveis para um cabal desempenho da missão reguladora, das quais as mais determinantes estão sintetizadas no quadro 1.1.

A solução das «entidades reguladoras independentes» foi ditada, quer pela preocupação de separar os papéis do «Estado regulador» e do «Estado operador» (dada a permanência de uma forte posição do Estado nos sectores em vias de liberalização) de modo a garantir a imparcialidade da regulação, quer pelo objectivo de tornar a regulação independente de ciclos e conjunturas político-eleitorais, reforçando assim a confiança de operadores e consumidores.

**Quadro 1.1 - Factores-chaves das instituições reguladoras**

Área	Tópico a desenhar	Opções determinantes
Missão	Objectivos	Defesa do consumidor Defesa do investidor Eficiência económica
	Jurisdição	Apenas poderes reguladores, ou: – fusões; – aquisições; – políticas de entrada, ou privatizações
	Abrangência	Uma ou várias indústrias
Governo	Estrutura de tomada de decisão	Regulador único ou comissão Número par ou ímpar de comissários
	Nomeação dos reguladores	Governamental ou parlamentar baseada, ou não, na competência profissional
	Garantes da independência	Mandatos irrevogáveis Proibição de conflitos de interesse durante, ou após, o mandato Estabilidade no financiamento
Actividades reguladoras	Funções	Uma ou várias, dentre: – regulação de monopólios; – tarifas finais e parâmetros de qualidade; – controlo; – resolução de conflitos; – conselho governamental
	Processo	Baseado em: – elaboração de regras; – negociação entre participantes; – controlo e acção correctora; – regras que promovam a transparência da decisão (sessões públicas e publicação das decisões)
	Coordenação com outras autoridades	Mecanismos formais ou informais de consulta e apelo
Recurso, Gestão e Controlo Externo	Financiamento	Do orçamento estatal ou da indústria Estabilidade temporal
	Recursos Humanos	Salários ao nível do mercado Especialização e competência dos recursos
	Relatórios e Auditorias	Relatórios ao parlamento e ao ministro Auditorias externas
Questões de transição	Estratégia de arranque	Antes ou depois das reformas

*Fonte: Adaptado de IEA, 2001a*

### 1.1.6. Tipos de regulação tarifária

Nesta subsecção aprofundamos a questão tarifária, um dos aspectos sintetizados no quadro 1.1, por constituir uma das funções das autoridades reguladoras que mais notoriedade reveste.

A regulação tarifária constitui um dos aspectos mais importantes da regulamentação dos serviços públicos, dada a necessidade de em regime de monopólio natural se garantir tanto a rendibilidade do investidor, como curar da preservação dos direitos do consumidor.

O facto de em regime de monopólio natural uma única empresa de um determinado sector abastecer o mercado a menor custo do que em qualquer outra situação (aproveitamento de economias de escala e de gama) tem particular relevo no caso do sector eléctrico, pois embora a empresa forneça um único produto – a electricidade –, as características da procura (diferentes características e dimensões) e da oferta (produção diferenciada por estações do ano e tipo energético, solicitação de ofertas diferentes por tipo de consumidor, etc.) permitem segmentar a energia produzida em «diversos» produtos, adiante analisados, que influenciam o modelo tarifário adoptado. Em tal caso, a regulação tarifária assume especial complexidade, pois para além dos aspectos anteriormente mencionados se depara com elevado grau de assimetria de informação entre produtores, o que acentua riscos de eventuais abusos de poder.

O regime tarifário, ao equacionar estas questões, deve cuidar da forma de controlo e ajustamento e do grau de liberdade de variação dos preços, bem como contemplar mecanismos complementares que estimulem a eficiência das empresas e beneficiem os consumidores (Bös, 2003, Vickers e Yarrow, 1988).

Foram desenvolvidos no sector eléctrico dois modelos básicos de tarifificação: um, assente no custo do serviço, e outro, o *price-cap*, cada um deles com influência diversa no tratamento das questões anteriormente discutidas e apresentando vantagens e desvantagens na correspondente aplicação.

O método mais comumente adoptado até há pouco tempo na maioria dos países consistiu na remuneração tarifária de acordo com o custo do serviço (ou regulação da taxa interna de retorno)<sup>9</sup>. Trata-se de um método que visa sobretudo a obtenção da eficiência distributiva, uma vez que através da igualdade entre custos e receitas se procura evitar que o produtor se aproprie de lucros extra (Viscusi *et al.*, 1995).

Entretanto, conforme se refere a seguir, a experiência internacional demonstra que embora pretenda evitar lucros excessivos, na prática este método não trouxe vantagens para a minimização dos custos das empresas e gerou ineficiência produtiva com a remuneração garantida ao produtor, prejudicando os consumidores com a transferência dos custos de investimentos desnecessários. Para superar estas ineficiências desenvolveu-se o mecanismo de tarifificação com base no princípio do custo marginal, aproximando os preços dos produtos aos respectivos custos. Problemas de assimetria de informação e de ineficácia produtiva têm dificultado a sua adopção plena, mas algumas inovações foram introduzidas com o processo de liberalização e privatização. Neste âmbito, destacamos o caso inglês, por ser um precursor europeu, onde se criou o regime tarifário *price-cap*, método que, ao determinar um valor máximo permitido para a tarifa, estabelece estímulos à eficiência produtiva. Persistem no entanto problemas de ineficiência alocativa e distributiva, já que subsistem dificuldades no controlo da lucratividade das empresas.

A fim de minorar problemas provocados pela aplicação dos diferentes regimes tarifários foram desenvolvidos mecanismos complementares, de que merecem destaque o intervalo de revisão das tarifas, a *yardstick competition* (que estabelece padrões de eficiência) e as licitações para concessão do serviço público.

---

<sup>9</sup> Segundo Laffont e Tirole (1993), é mais frequente utilizar-se a expressão «regulação da taxa interna de retorno» do que «regulação do custo do serviço», embora os autores adoptem esta última forma, por ser mais descritiva, uma vez que em geral os regimes regulatórios existentes, e não só a regulação do custo de serviço, adoptam algum tipo de determinação da taxa de retorno.

### 1.1.6.1. A regulação pelo custo do serviço

Analisemos em seguida com algum detalhe as características essenciais destes dois modelos.

34

A regulação baseada nos custos estabelece para cada período uma taxa de remuneração sobre os activos afectos à actividade regulada, dela dependendo o grau dos custos aceites pelo regulador para efeito da determinação das tarifas. Trata-se uma forma de regulação que comporta um reduzido nível de risco para a empresa, uma vez que além de assegurar uma determinada rendibilidade dos investimentos permite a recuperação de todos os custos operacionais aceites. Contudo, a discricionariedade do regulador no processo de aceitação dos custos pode comportar algum risco. Constitui também uma forma de regulação que não transmite às empresas incentivos à redução de custos, nem fomenta uma eficiente gestão dos recursos. Contém, no entanto, implícitos incentivos ao investimento e induz estabilidade.

A tarifação pelo custo do serviço, conhecida também como regulação da taxa interna de retorno, como se referiu, é o regime tradicionalmente utilizado na regulação tarifária de sectores em monopólio natural. Por sua aplicação, os preços devem remunerar os custos totais e incluir uma margem que proporcione uma taxa interna de retorno atractiva para o investidor.

Historicamente, tal tarifação generalizou-se a partir da experiência pioneira dos Estados Unidos, iniciada no final do século XIX com a regulação de monopólios privados de serviço público. Nos demais países não existia tradição de regulação explícita porque os operadores dos serviços eram na sua maioria propriedade pública e o próprio Estado se apropriava do lucro de monopólio (Viscusi *et al.*, 1995). Segundo a óptica da regulação norte-americana, uma tarifação bem sucedida é a que, de um modo geral, persegue fundamentalmente os seguintes objectivos:

- evitar que os preços fiquem abaixo dos custos (incluindo um retorno «razoável»);
- evitar excesso de lucros;
- viabilizar agilidade administrativa no processo de definição e de revisão das tarifas;
- impedir má afectação de recursos e ineficiente produção;
- estabelecer preços não discriminatórios entre consumidores.

Segundo este modelo de tarifação, para evitar que os preços fiquem aquém dos custos o preço final ao consumidor deve ser obtido pela igualdade entre a receita bruta e a receita requerida para remunerar todos os custos de produção (custos fixos – incluída a taxa de remuneração da concessionária – e custos variáveis).

A fim de precaver excesso de lucros, o regulador deve determinar a taxa de retorno através de um processo de negociação com o prestador do serviço. As autoridades devem adoptar princípios de *razoabilidade* para a remuneração dos accionistas e investidores, de *atractividade* para os investimentos necessários e de *simplicidade* para a administração dos serviços. A definição da taxa de retorno implica uma forma indirecta de determinação de preços, uma vez que através da sua aplicação estes serão reajustados sempre que for necessária a recomposição da receita, por forma a garantir a taxa de retorno permitida pela entidade reguladora. Do ponto de vista económico, a taxa de

retorno deve ser fixada em função do custo de oportunidade do capital. Entretanto, a dificuldade da sua determinação tem levado o regulador a examinar as taxas de outras indústrias ou negócios similares, para a definir de maneira adequada.

Na tradição americana, a definição dessa taxa resulta de um processo judicial de definição arbitral de um «justo valor», que envolve um longo processo de negociação e cria, *inclusive*, jurisprudência, o que aumenta a necessidade de ser bem conduzido. Entretanto toda esta discussão é morosa, influenciando a agilidade administrativa. Em países com outra tradição legal (como a França), sobretudo durante a constituição de monopólios públicos foi comum as taxas de retorno serem fixadas por lei.

#### 1.1.6.2. A regulação pelo *price-cap*

Na regulação baseada em preços, as empresas reguladas assumem maiores riscos, mas podem também obter maiores lucros. É estabelecido um preço máximo inicial e definida a sua evolução ao longo do período de regulação, tendo em conta os ganhos de eficiência que se prevêem.

O método contém uma forma de regulação por incentivos em que o regulador institui prémios e estabelece penalizações, visando motivar a empresa regulada a atingir determinados objectivos. O regulador fixa estes, bem como os incentivos, mas não prescreve as acções a executar. Com este método pretende-se incrementar a eficiência, pelo que o indicador de produtividade utilizado como indexador do preço deve ser exógeno e não influenciável pela actuação das empresas – de contrário, os incentivos atribuídos podem ser anulados.

Durante o período de regulação, a empresa gere a sua actividade procurando reduzir custos, ser inovadora e operar de forma mais eficiente do que o estabelecido pela regulação, sendo-lhe permitido reter os ganhos de eficiência obtidos. Embora criando maior incerteza às empresas, esta forma de regulação facultava-lhes maior liberdade e flexibilidade de gestão.

O mecanismo de tarifação conhecido como *price-cap* consiste na definição de um tecto para os preços médios da empresa, corrigido de acordo com a evolução de um índice de preços ao consumidor, o *retail price index (RPI)*, menos uma percentagem equivalente a uma parcela  $X$  de produtividade, para um período de anos pré-fixado. Este mecanismo pode envolver ainda uma parcela  $Y$  de transferência de custos para os consumidores, originando a seguinte expressão tarifária:  $RPI - X + Y$ .

O *price-cap* foi originariamente adoptado na Inglaterra para a regulação dos preços do mercado cativo (transmissão e distribuição), tendo a sua aplicação sido alterada durante a implementação das reformas do sector eléctrico<sup>10</sup>. No segmento de

<sup>10</sup> O mecanismo *price-cap* foi introduzido num contexto de reformas e privatizações na Inglaterra, tendo sido implementado primeiramente nas telecomunicações em 1984, e estendendo-se posteriormente aos sectores do gás natural em 1986, aeroportos em 1987 e abastecimento de água em 1989 e 1990 (Rees e Vickers, 1995). A sua adopção no sector eléctrico foi precedida da separação vertical entre produção e transmissão, da separação horizontal das empresas de distribuição, da liberalização da produção e da estruturação regional da distribuição. A nova estrutura do sector começou a funcionar em 31.03.90, tendo sido precedida, desde o anúncio das medidas em 1988, por uma intensa actividade preparatória do *staff* regulatório e do estabelecimento de contratos entre os agentes sectoriais para redução dos riscos entre fornecedores e geradores, bem como para proteger os sectores do carvão e da energia nuclear (Armstrong *et al.*, 1994).

transmissão, operado sob forma de monopólio natural, o *price-cap* permaneceu regendo os preços. No segmento de distribuição, submetido a um processo de liberalização gradual, os grandes consumidores viram os preços liberalizados, sendo que os demais consumidores cativos foram sendo sujeitos ao *price-cap*.

O objectivo dos reguladores ingleses ao adoptarem a fórmula tarifária  $RPI - X$  foi eliminar os riscos e custos da acção reguladora – dispensando, entre outras coisas, controlos que necessitassem de informações custosas, como no critério pelo custo do serviço. O *price-cap* era encarado como um método tarifário de regra simples e transparente que poderia proporcionar o maior grau de liberdade de gestão possível para empresas em regime de monopólio natural, além de estimular ganhos de produtividade e correspondente transferência para os consumidores (Littlechild, 1983). Desta forma, a adopção do *price-cap* contribuiria para reduzir o risco de captura das entidades reguladoras (ao não as expor a uma situação de assimetria de informação) e para incentivar uma acção eficiente das empresas, uma vez que com preços fixos estas poderiam apropriar-se da redução de custos que viesse a ocorrer entre períodos de revisão de tarifas.

Este método de tarifação requer a definição, pelo regulador, de uma série de variáveis relevantes, como o indexador de preços e o factor de produtividade, o grau de liberdade para a variação de preços relativos, o grau de extensão das transferências dos custos permitidos para os consumidores e as formas de incentivo ao investimento e à qualidade do atendimento.

#### 1.1.6.3. O indexador de preços e a parcela de produtividade

A escolha de um indexador geral de preços justifica-se pela necessidade de se criar um índice transparente para os consumidores, não susceptível de manipulação, dados os problemas de assimetria da informação. Este risco poderia ocorrer no caso de a escolha do indexador recair, por exemplo, sobre um índice mais específico de evolução de custos sectoriais que dependesse de informações controladas pelas empresas. No caso inglês, como foi atrás mencionado, o indexador escolhido foi o *RPI*.

Relativamente à parcela de produtividade  $X$ , a sua definição deve considerar a combinação de três aspectos relevantes: a necessidade da concessionária autofinanciar as suas operações, a dinâmica tecnológica do segmento industrial e a defesa dos interesses dos consumidores, evitando a prática abusiva de preços e assegurando-lhe a apropriação de ganhos de produtividade. Em consequência, a escolha à parcela  $X$  tem variado muito entre as diversas indústrias em que o *price-cap* tem vindo a ser adoptado. Sectores com maior dinamismo tecnológico (caso das telecomunicações) apresentam geralmente valores mais elevados do que aqueles cujo processo de inovação tecnológica é mais lento (caso do saneamento básico). Os critérios de escolha e de revisão desta parcela são semelhantes aos utilizados na escolha da taxa interna de retorno no método da regulação pelo custo do serviço, o que na prática implica que ambos os métodos tenham custos regulatórios similares. Na determinação de tal parcela, os critérios incluem a análise dos valores dos activos existentes, do custo de capital, da taxa esperada de crescimento da produtividade, do plano de investimentos da empresa, do comportamento da procura e do ambiente de mercado em que a empresa opera. Além disso, a aplicação deste redutor de preços envolve um certo grau de subjectividade,

sendo normalmente precedida de processos de negociação com as concessionárias. A estipulação de parcelas diferenciadas para cada segmento específico do sector eléctrico foi a opção adoptada no caso da Inglaterra para a regulação dos sectores de transmissão e distribuição (Armstrong *et al.*, 1994). No caso da transmissão, o *price-cap* é composto pela receita média do «uso geral do sistema» (tarifa de transporte) e do «uso individual das conexões existentes» (tarifa de acesso). Esta receita média é igual à receita total dividida pela média da procura máxima anual dos últimos quatro anos, que é ajustada de acordo com a duração média do período de «pico» do sistema (durante o Inverno).

Apesar dos elevados custos e da complexidade regulatória, o *price-cap* revela-se um critério superior ao do custo do serviço, por permitir melhor previsão do futuro. Do ponto de vista da dinâmica de longo prazo do sector, o método de tarifação pela taxa interna de retorno é um instrumento de fracos recursos por se basear em custos e comportamentos de procura passados, projectando apenas tendências históricas. A fórmula  $RPI - X$ , além de levar em conta estas variáveis, procura incentivar uma eficiência dinâmica, ao incorporar factores que consideram previsões de aumento de produtividade, inovações tecnológicas e mudanças comportamentais da procura (Beesley e Littlechild, 1989).

#### 1.1.6.4. O grau de liberdade para a variação de preços relativos

O *price-cap*, ao estabelecer um limite médio para o preço do produto fornecido pela empresa, permite um certo grau de liberdade às concessionárias para a modificação dos seus preços relativos (preços dos multiprodutos), com o objectivo de melhorarem a margem operacional, já que elas podem alterar as tarifas sempre que houver flutuações nos custos, observado o preço-limite. Esta autonomia, no entanto, deve ser vigiada pelo regulador para evitar que ocorram, entre outras coisas, práticas abusivas de subsídios cruzados e impactos indesejáveis sobre a concorrência. O concessionário pode, por exemplo, aumentar as tarifas dos consumidores de baixo rendimento e reduzir as de outras categorias para expandir o seu mercado ou, simplesmente, para melhorar a sua rentabilidade. Pode ainda ter uma acção predatória no mercado através da redução da margem operacional para a conquista ou fidelização de consumidores.

Para contornar estes problemas, dois critérios básicos disciplinam o grau de liberdade para a empresa alterar a estrutura tarifária. No primeiro critério, o regulador pode permitir diferenciação de preços entre as classes de consumidores, definindo, entretanto, um *price-cap* médio. Esta opção pode trazer sérias consequências anticompetitivas, como levar a concessionária a reduzir o valor da tarifa para as classes de consumidores sujeitas à concorrência (consumidores livres, como os grandes consumidores industriais e comerciais). Em contrapartida, a empresa pode aumentar as tarifas das classes de consumidores cativos para manter o preço-limite médio previamente estabelecido. No segundo critério, são estabelecidos *price-caps* diferenciados para cada segmento de mercado da concessionária, seja ele cativo ou livre. Esta solução tem a vantagem de neutralizar a prática de subsídios cruzados entre os segmentos. Contudo, não impede a ocorrência de graus de liberdade na variação dos preços relativos dentro de cada classe de consumidores num dado segmento. No caso inglês, as tarifas cobradas às subclasses de consumidores residenciais vêm aumentando, desde 1993, consoante os

distribuidores. Surrey (1996) explica que este movimento se deve a uma política mais competitiva, em busca de grandes consumidores residenciais.

#### 1.1.6.5. Os incentivos como forma de regulação: *yardstick competition*

A *yardstick competition*, também conhecida como regulação de desempenho, consiste numa forma de regulação via incentivos adoptada em casos de monopólio natural. Trata-se de um instrumento que pretende fomentar a redução de custos entre empresas, reduzir assimetrias de informação e estimular a eficiência económica (Armstrong *et al.*, 1994). O regulador estabelece padrões de avaliação do desempenho das empresas, utilizados na definição de custos e preços. Este mecanismo é adoptado na comparação entre monopólios regionais operando no mesmo sector. A remuneração de uma empresa é definida de acordo com o seu desempenho em relação a outras do sector, observados os padrões estabelecidos, o que a torna sensível aos custos e comportamentos das suas congéneres. Como o regulador é prejudicado pelas grandes assimetrias de informação em relação às *utilities*, a adopção da regulação por comparação torna-se mais efectiva do que a realizada para cada empresa individualmente (Laffont e Tirole, 1993, Joskow, 2005). O impacto da assimetria de informação é maior na regulação individual da empresa do que na regulação por comparação. Entretanto, este facto não elimina efeitos colaterais indesejáveis do ponto de vista da eficiência produtiva. Existe assim um *trade-off* entre três variáveis: número de empresas, eficácia do critério *yardstick competition* e eficiência produtiva. Um aumento do número de empresas melhora a eficácia da *yardstick competition*, já que possibilita a expansão da base comparativa à disposição do regulador. Esta situação pode reduzir a eficiência produtiva das empresas, originando a ocorrência de 'deseconomias' de escala e de gama, provocadas por via da fragmentação do mercado (Armstrong *et al.*, 1994).

Com o objectivo de facilitar a comparação entre empresas, a heterogeneidade destas levou o regulador a criar subconjuntos de empresas com características afins e a definir uma «empresa-sombra» (*shadow firm*) que sirva como paradigma de cada subconjunto. A «empresa-sombra», reflectindo o comportamento médio de variáveis representativas das empresas pertencentes a um mesmo subconjunto, é usada como um modelo de referência (*benchmark*) para a competição entre as empresas.

Este método pode ser utilizado de forma complementar a qualquer critério de tarificação. Tem-se registado uma tendência para a sua adopção em conjunto com o *price-cap* que estabelece o preço (tecto) necessário para remunerar adequadamente os investimentos da «empresa-sombra» de cada monopólio regional. Caso uma empresa consiga exibir custos mais reduzidos do que os da «empresa-sombra», ela será recompensada com lucros extraordinários (Weyman-Jones, 1995). Algumas experiências recentes de aplicação da *yardstick competition* no sector eléctrico têm melhorado os critérios de comparação entre empresas, com a inclusão de indicadores do nível de rendimento dos consumidores, de parâmetros físicos das redes e de empresas. Embora a *yardstick competition* represente uma inovação regulatória importante, o seu uso revela-se mais adequado nos casos em que os mercados apresentam um número suficiente de empresas para evitar a obstrução à manipulação de dados entre elas. É de registar, porém, que o método envolve elevados dispêndios regulatórios no acompanhamento dos custos e do desempenho das empresas reguladas (Weyman-Jones, 1995).



### 1.1.6.6. Formas de regulação mistas e intermédias

Conjugando a regulação baseada em custos com a regulação baseada em preços e ainda com alguns incentivos atribuídos às empresas, podem obter-se formas mistas de regulação susceptíveis de ser aplicadas. Segundo este ponto de vista, a acrescer aos incentivos implicitamente inerentes aos processos de regulação pelo *price-cap* e pelo custo de serviço podem às empresas ser propiciadas condições que encorajem o investimento, em particular em programas que fomentem a utilização racional da energia, o decréscimo de perdas na rede, a diminuição do impacto ambiental, o apuro da qualidade de serviço, técnico ou comercial, entre outros factores. Ocasionalmente, alguns incentivos que contribuam para a melhoria do nível de desempenho do serviço público podem também ser estabelecidos.

Como é natural, a adopção das metodologias a seguir na oferta de incentivos dependerá da relação da relação que exista entre o nível que se pretende permitir para as receitas e para os custos empresariais.

Conjecturando a existência de uma relação simples, da forma

$$R = x + y \times C ,$$

entre os níveis de receitas  $R$  e de custos  $C$ , a regulação pode comportar um sistema de incentivos mais ou menos acentuado, consoante os valores assumidos pelos parâmetros  $x$  e  $y$ .

O caso  $y = 0$  corresponde a um nível pré-fixado para as receitas permitidas, o que se traduz uma completa independência entre o nível das receitas e os custos: trata-se de uma forma de regulação que estimula a diminuição dos custos, já que os proveitos que se criam são retidos pela empresa, simulando uma concorrência perfeita relativamente aos preços. Fixar o nível de receitas minimiza a relevância do conhecimento da estrutura dos custos e gastos empresariais.

O caso  $y = 1$  corresponde à não existência de incentivos à diminuição dos custos, uma vez que agora estes passam a ser integralmente suportados pelo consumidor.

Entre as duas situações extremas anteriores tem-se  $0 < y < 1$ , caso que permite ao regulador, consoante a informação de que dispuser, graduar a força dos incentivos e suas consequências.

Há ainda formas intermédias de regulação. É o caso da regulação baseada nos custos do serviço em que alguns destes, «contratualizados» entre o regulador e a empresa, são estabelecidos em função de custos-padrão. Também na regulação pelo *price-cap* podem ser aceites, para ser recuperados pelas tarifas, alguns custos específicos ou, ainda, ser introduzidos mecanismos de partilha de lucros.

Obtêm-se deste modo formas intermédias de regulação entre o custo de serviço e o *price-cap* que têm sido correntemente aplicadas em Portugal (cf. figura 1.2).

### 1.1.6.7. Regulação *ex-ante* e *ex-post*

A regulação pode ainda assumir formas diversas consoante se estabeleçam *a priori* ou *a posteriori* determinados objectivos ou incentivos. Quando os incentivos são estabelecidos *a priori*, as empresas reguladas elaboram e divulgam as suas perspectivas

relativas à evolução das variáveis consideradas, para efeito da determinação dos proveitos a recuperar pelas tarifas, sendo alguns dos valores previstos posteriormente corrigidos em face dos valores reais. Em alternativa, podem os incentivos ser estabelecidos por forma a que actuem apenas *a posteriori*, em função dos valores obtidos, após ter decorrido o período para o qual se definiram os preços.

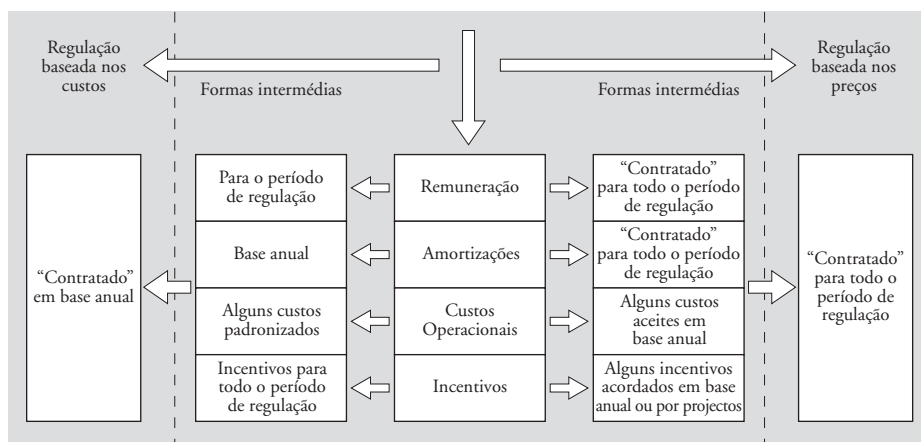


Figura 1.2 - Formas de regulação

Fonte: Erse, 2001a

Qualquer das soluções apresenta vantagens e inconvenientes. Pode pensar-se que os incentivos atribuídos *a priori* funcionam melhor, pois condicionam as empresas a cumprir os compromissos assumidos quando adiantaram as suas perspectivas. No entanto, verifica-se por vezes que os incentivos estabelecidos *ex-ante* podem, na medida em que permitem a antecipação de receitas, induzir a administração das empresas a ser demasiado optimista nas suas previsões e a estabelecer objectivos dificilmente alcançáveis.

Dentre os mecanismos de actuação *ex-post* destacam-se (ERSE, 2001a):

– *Ajustamento*

Os mecanismos de regulação económica desenhados para o cálculo dos proveitos que as tarifas devem proporcionar podem actuar com base em valores previsionais a ajustar *a posteriori* em função dos valores que entretanto se verificaram para algumas variáveis exógenas. Esta forma de ajuste permite corrigir diferenças que advenham de variações de variáveis exógenas, passando o risco associado a estas variações para os consumidores. É importante, contudo, garantir que os mecanismos de ajuste apenas corrijam os efeitos com origem em factores exógenos; a correcção de desvios de variáveis «geríveis» pela empresa anula o efeito dos incentivos estabelecidos.

– *Off-ramps*

Nalgumas formas de regulação prevê-se a possibilidade de em determinadas situações interromper o período de regulação, alterando regras e parâmetros. O conhecimento antecipado das condições que poderão determinar a interrupção do período regulatório permite às empresas planear a sua actuação, respondendo aos incentivos estabelecidos, sendo-lhes permitido reter parte dos ganhos e não ficar sujeitas à interrupção do período regulatório.

– *Partilha dos resultados*

Existem também outros mecanismos funcionando *ex-post* que permitem ao regulador ajustar de forma quase automática e previsível os incentivos atribuídos *ex-ante*. É o caso do mecanismo de partilha dos resultados que funciona como uma «recontratação» entre a empresa e o regulador, pela qual este redistribui os ganhos obtidos entre os clientes e a empresa.

O desequilíbrio forte entre a informação que a empresa regulada possui e a informação que fornece ao regulador pode conduzir a que as empresas se apropriem indevidamente do excedente do consumidor, aumentando os seus resultados.

Este mecanismo permite às empresas reguladas gerir adequadamente o esforço de obtenção de ganhos de eficiência ao longo do período de regulação.

## 1.2. Introdução da concorrência no sector eléctrico: enquadramento da reestruturação

Os países da OCDE decidiram abrir os respectivos mercados de electricidade, pelo menos no início, aos seus maiores utilizadores industriais. Mais, em muitos de tais países os mercados irão ser, se já não o foram, abertos a todos os consumidores, *inclusive* os domésticos. Assim ocorreu na Noruega, Suécia, Finlândia, Alemanha, Nova Zelândia, Inglaterra e Gales, nalguns estados dos EUA e na Austrália. A expectativa era que em 2006 mais de 500 milhões de pessoas na zona da OCDE, que representam 50% da população dos países membros, usufruíssem da possibilidade de escolher o seu fornecedor de electricidade.

A *Teoria dos Mercados Contestáveis* (TMC) desenvolvida nos EUA no início dos anos oitenta por Baumol (1982) e que abordaremos na subsecção 1.2.1, pôs em causa as organizações das chamadas *regulated industries*, ou seja, daquelas em que era admissível a necessidade de uma intervenção dos poderes públicos a fim de obviar aos perigos inerentes a situações de monopólio.

### 1.2.1. Análise à luz da Teoria dos Mercados Contestáveis

Introduzir a concorrência no mercado eléctrico, onde vigora um monopólio natural, consiste em torná-lo contestável, no sentido de disputável.

Existem diferentes alternativas políticas passíveis de ser aplicadas aos casos da energia eléctrica ou do gás natural. Em monopólio natural debate-se a questão de saber se ele deve ser entregue à iniciativa privada, sem qualquer intervenção ou restrição, ou

se deverá ser alvo de regulação. Já Demsetz (1968), da Escola de Chicago, apoiante da não intervenção, apresentava como principal argumento o facto de a proibição da livre entrada no mercado deixar de fora a potencial existência de um grande número de fornecedores com dimensão de eficiência mínima, mas ainda assim capazes de pressionar o monopolista beneficiado. Segundo o autor, apenas o sistema do tipo licitação periódica da concessão (*periodic franchise bidding*), em vez do sistema então em vigor de monopólio regulado, permitiria retirar poder de mercado ao monopolista. A contribuição de Williamson (1976), na sequência dos trabalhos de Demsetz, centrou-se no questionar da aplicabilidade prática do conceito teórico de licitação de licença periódica.

O debate teórico sobre o tema conduziu à noção de contestabilidade. É neste contexto que surge o trabalho de Baumol (1982). Segundo este autor, um mercado é contestável quando a entrada é absolutamente livre, a saída não envolve quaisquer custos e o período de entrada é inferior ao período de ajustamento dos preços. Ou seja, a liberdade de entrada significa que o novo concorrente não é penalizado em termos de tecnologia produtiva ou de qualidade do produto em relação à empresa instalada e que, por conseguinte, os eventuais concorrentes podem avaliar a rentabilidade de entrada em termos dos preços de pré-entrada das empresas instaladas. Um mercado assume-se como contestável desde que reúna as condições que a seguir se enumeram (Baumol *et al.*, 1982).

- i) A entrada no mercado é livre. As novas empresas não enfrentam quaisquer desvantagens face às incumbentes, isto é, espera-se que os potenciais concorrentes se deparem com um conjunto de técnicas de produção e de procura igual ao das empresas já instaladas, que não haja assimetria de informação quanto às preferências dos consumidores, que não existam barreiras legais à entrada e que os potenciais clientes sejam indiferentes aos fornecedores, agindo de modo imediato e racional.
- ii) A saída de mercado é isenta de custos, isto é, os *sunk costs* são iguais a zero. Do mesmo modo, quaisquer custos relacionados com a entrada no mercado são inteiramente recuperáveis. Qualquer empresa pode vender as suas instalações produtivas pelo valor actual ou conferir-lhes, sem perdas, uso alternativo.
- iii) Verificar-se a hipótese da manutenção do preço, o que significa que ao nível dos preços prevalecentes não haja entrada lucrativa para os potenciais entrantes. O espaço de tempo que medeia entre o momento da entrada de uma nova empresa no mercado e o momento em que ela está apta a vender os seus produtos é inferior ao período de ajustamento dos preços, em que as empresas instaladas conseguem reagir através desses mesmos preços.

O principal contributo da *Teoria dos Mercados Contestáveis* respeita às organizações multiproduto, manifestando-se o seu impacto político dominante no campo do monopólio natural e da desregulação. Todavia, esta abordagem apresenta alguns aspectos menos satisfatórios do ponto de vista teórico, como salientaram Shepherd (1995 e 1997), Vickers e Yarrow (1988) ou Viscusi *et al.* (1995). O problema da sua não robustez, que lhe atribuíram estes autores, justifica-se pelo facto de pequenas

alterações introduzidas nos pressupostos conduzirem a graves limitações do seu poder de diagnóstico.

O modelo dos mercados contestáveis constitui uma construção teórica que ilustra o desempenho óptimo de uma indústria sob condições restritas. Na realidade, a condição i) dificilmente é satisfeita – é improvável existir informação simétrica sobre as preferências dos consumidores, as barreiras legais à entrada são bastante frequentes e, no caso da tecnologia produtiva ser complexa, o seu acesso livre de custos é inverosímil. O nível de irreversibilidade de um investimento depende quer da possibilidade de liquidar os activos em mercados secundários, quer da eventualidade de utilizações alternativas. Todavia, um certo montante de *sunk costs* acaba sempre por existir: é o caso das despesas de *marketing*, licenças e pesquisa de mercado. Assim, a condição ii) também é dificilmente satisfeita. Em relação ao pressuposto iii), a TMC revela ainda grande limitação, já que as empresas agem estrategicamente. Mais, o intervalo de tempo que decorre entre o instante em que a empresa dominante sobe os preços e o instante das novas entrantes faculta uma oportunidade de reacção às empresas instaladas. Além disso, ainda que ocorra uma nova entrada, não há garantia de que os consumidores troquem de fornecedor, dada a natural incerteza que sempre se manifesta em relação a uma nova marca.

Shepherd (1990) é ainda mais severo no seu julgamento, afirmando que a teoria é internamente incoerente, difícil de adaptar à realidade e perigosa se utilizada em medidas de tratamento do poder de mercado. Para este autor, os pressupostos de entrada livre, sem restrições, e de entrada absoluta (o entrante consegue estabelecer-se antes que as empresas já instaladas consigam reagir em termos de preços) são inconsistentes.

Não obstante as críticas acima referidas, a *Teoria da Contestabilidade* ajuda a determinar que áreas melhor se ajustam à desregulação e à cessação de quaisquer formas de intervenção, conformando uma abordagem que se revela um instrumento analítico útil para determinar o perfil da estrutura de uma indústria e muitas das características dos respectivos preços. Em termos de estratégia política, a TMC providencia, por um lado, critérios para distinguir os casos em que é desejável a intervenção governamental daqueles em que não o é e, por outro, procura dotar o regulador de ferramentas que aumentem os benefícios referentes ao bem-estar público resultantes dessa intervenção. No caso do contexto da privatização da produção de energia, esta teoria tem sido alvo de particular atenção.

Um tratamento mais sofisticado das barreiras à entrada e da força da concorrência potencial foi exposto por Baumol *et al.* (1982), que destacaram a capacidade de tal concorrência potencial transformar estruturas concentradas em ambientes competitivos, invalidando a necessidade da regulação. Segundo estes autores, a contestabilidade perfeita, apesar de alheada da realidade, *«serve principalmente como referência para uma organização industrial desejável que é bem mais flexível e de aplicação mais ampla do que as disponíveis até ao momento»*.

A característica mais importante da TMC é a conclusão de que são os *sunk costs*, e não as economias de escala, que constituem as verdadeiras barreiras à entrada e, portanto, que conferem poder de monopólio ou de mercado. As implicações desta abordagem são evidentes, pois a forma de anular esse poder e tornar os mercados contestáveis – mesmo que envolvam uma única empresa – é eliminar os *sunk costs*, elementos centrais da reestruturação de uma indústria.

Assim, uma ideia chave desta teoria reside na força da concorrência potencial representada pela possibilidade de entrada reversível, sem custos. Esta ideia, aliada aos demais conceitos de *sunk costs*, estruturas sustentáveis, subaditividade de custos, empresas multiprodutos e outros, criou um mercado idealizado com aplicações para um mercado perfeitamente contestável, onde a entrada é livre e a saída não tem custos, e as empresas podem ser caracterizadas por economias de escala e de gama.

A TMC, fortemente integrada nos debates da regulação da economia americana, é determinante para o relaxamento da intervenção (Baumol e Sidack, 1995). Ainda segundo estes autores, o objectivo da TMC é fornecer ao órgão regulador um modelo que o ajude a desenhar normas para os mercados contestáveis. Adepta da mesma corrente de pensamento, Bailey (1999) acrescenta ainda que em conjunto com a *Teoria Coasiana* a TMC foi responsável, no final do século XX, pelo advento das forças de mercado que redefiniram o papel do Estado<sup>11</sup>.

A aplicação dos princípios resultantes da TMC começou por incidir nas indústrias de rede, primeiro nos EUA e depois no Reino Unido. O modelo de gestão dos serviços, assegurados até ao final da década de oitenta do século passado através de monopólios públicos, foi então dando lugar, por força das transformações tecnológicas, da crescente concorrência internacional e de alguma insatisfação dos consumidores, a uma concorrência entre os fornecedores dos serviços. Esta nova organização exigiu do Estado uma adaptação do seu papel tradicional. Talvez até mais do que nas telecomunicações, onde a concorrência é anterior, a energia (electricidade e gás) constitui um sector emblemático na regulação dos serviços públicos e da liberalização das actividades suportadas em monopólios públicos. Esta evolução insere-se no entanto na mesma configuração que transformou os outros serviços públicos em rede, ou seja, na conjugação das transformações tecnológicas com a emergência de novos imperativos económicos. Efectivamente, assistimos a hodiernas formas de produção de energia, como é o caso da cogeração (no caso português, «processo de produção combinada de energia eléctrica e energia térmica, destinando-se ambas a consumo próprio ou de terceiros», segundo o Decreto-Lei n.º 186/95 de 27 de Julho), que permitiram novos equilíbrios económicos no sector. A rendibilidade de pequenas unidades de produção contribuiu para repensar a questão do monopólio natural sobre o qual se fundava a organização do sector energético europeu.

A concorrência na indústria de energia, tal como acontece de modo geral em todas indústrias configuradas em rede, apresenta como uma das suas características básicas o facto de o grau de competição num segmento da rede afectar a concorrência noutro, podendo alguns segmentos (*essential facilities*) continuar a ser tratados como monopólios naturais, pelas razões apresentadas no ponto anterior.

Assim, o grau de contestabilidade nos extremos da rede (produção e comercialização) é função da configuração comercial das *essential facilities*, o que implica a discussão de normas para a desverticalização da indústria ou, na pior das hipóteses, a obrigatoriedade do livre acesso. Além disso, os limites técnicos (ou não) de uso das redes afectam profundamente a concorrência entre as actividades, dado que esta gera poder de mercado para quem está a jusante da restrição, conforme é bem detalhado por Joskow

---

<sup>11</sup> Em 1937, Coase reconheceu que o mercado não era a única instituição eficiente na coordenação da actividade económica.

e Tirole (1998) e Borenstein *et al.* (2000). Ou seja, se acaso a concorrência entre dois produtores localizados em diferentes regiões de um país depender da capacidade de transmissão, a existência de restrição acaba originando uma situação de monopólio para o produtor que está do lado da procura, prejudicando sensivelmente a eficiência do sistema como um todo. A importância crescente da concorrência mundial para as empresas europeias e a vontade de reduzir custos nocivos à sua competitividade participou igualmente na vontade de liberalizar o sector. O resultado de todo este processo foi a abertura à concorrência do sector da electricidade para os clientes elegíveis e a implementação de autoridades de regulação independentes, numa perspectiva de liberalização total.

Com as mudanças operadas na indústria, os consumidores adquirem o direito de escolher a quem comprar a energia sem ficar na estrita dependência do distribuidor local e, assim, poderem procurar na concorrência melhor serviço, menores tarifas e outras vantagens. A criação da figura do produtor independente (empresa apenas produtora de electricidade), além de facilitar um certo grau de concorrência no segmento da produção, vai favorecer a contestabilidade na comercialização, uma vez que o consumidor livre poderá comprar directamente ao produtor. Esta liberdade de escolha do consumidor efectiva-se por via do livre acesso às redes de transmissão, criando a partir daí um conjunto de condições para o aumento da eficiência nos segmentos da geração e comercialização.

Deste modo, em sistemas interligados (*pool* de geradores) e onde o acesso à rede é livre, a competição entre geradores (produtores independentes) é mais facilmente alcançada e a concorrência no segmento de comercialização é estimulada. Na realidade, o produtor independente é um entrante potencial na venda de energia para um dado consumidor (livre) final. Assim, o livre acesso, conjugado com o estímulo à competição na geração de energia, permite a contestabilidade nesta indústria, a partir da entrada de novos produtores e da figura das empresas comercializadoras. Resulta imediata, portanto, a quebra do monopólio natural na produção e na comercialização.

Ainda que possa parecer possível a criação de um ambiente competitivo na indústria de energia eléctrica, o sucesso da concorrência depende na prática de uma série de factores. No caso português ainda não existe tradição na compra de energia a empresas comercializadoras, isto é, sem instalações físicas de distribuição. Assim, mesmo que o mercado possa ser contestável, é muito provável que a concorrência não ocorra no grau esperado, dada a baixa representatividade dos consumidores livres e a falta de tradição, tanto dos consumidores, quanto das empresas incumbentes.

### 1.2.2. Especificidades da indústria eléctrica

Conforme se referiu, o formato dos contratos pode ser um factor de inibição da concorrência, na medida que se pode tornar necessário o aviso de rescisão. Se o prazo dos contratos for longo, isso implica um *sunk cost*, limitando a contestabilidade.

A electricidade que chega ao consumidor agrega duas componentes: energia, um bem não-armazenável, e transporte, um serviço. Neste incluem-se transmissão (transporte a alta e muito alta tensão), distribuição (transporte a baixa e média tensão) e comercialização.

No caso do sector eléctrico alguns atributos específicos da transmissão são determinantes na fixação dos preços, quais sejam:

- a energia eléctrica (ao contrário do gás) não é armazenável, o que implica uma variação instantânea, em função da procura, dos requisitos de capacidade; os direitos de transporte e transmissão podem ser adquiridos através de contratos a longo prazo ou, nalguns países, recorrendo ao mercado *spot*;
- restrições físicas nas cargas correntes, que limitam o fluxo permitido em cada circuito de transporte;
- um eficiente sistema que reconheça a coordenação de economias entre as funções sequenciais inerentes aos custos de produção e de transporte que a provisão de energia acarreta – foi este o factor-chave da motivação económica para a integração, pois uma gestão ineficiente pode surgir com a separação vertical, a menos que os preços reflectam custos apropriados;
- os sistemas de transmissão de energia apresentam significativas economias de escala e são monopólios naturais, sendo que os valores dos custos marginais não proporcionam receitas adequadas necessárias à recuperação do capital;
- a circunstância de durante um período transitório se revelar a eventual necessidade de os reguladores incorporarem componentes de preço a fim de recuperar os *stranded costs*<sup>12</sup> do investimento.

Enquanto bem, a electricidade goza também de algumas especificidades. Assim, a sua procura flutua em diversos horizontes temporais (dia, ano ou ciclo de negócio), ora de forma aleatória, ora de forma determinista. Na actualidade, a electricidade ainda não é susceptível de ser significativamente armazenada, o que implica, entre outras coisas, que:

- a capacidade de produção (e de transmissão) tenha que lidar com picos de procura, ficando parcialmente não utilizada em épocas de baixo consumo;
- a capacidade de reserva deva estar preparada para fazer face a flutuações aleatórias de procura e a quebras de produção;
- seja necessária uma carteira diversificada de tecnologias geradoras de electricidade, por forma a suportar diferentes cargas a um custo mínimo.

Normalmente as tecnologias de produção envolvem elevados esforços de capital e exigem longevidade técnica e económica, a que acrescem tempos de construção prolongados, embora algumas inovações recentes tenham diminuído a intensidade do capital e os tempos de construção, como é o caso das turbinas a gás de ciclo combinado. De um modo geral, as economias de escala na produção não são significativas ao nível das novas centrais (Joskow, 1987, Wolak, 1997).

---

<sup>12</sup> De terminologia anglo-saxónica, os *stranded costs* foram traduzidos, primeiro, no contexto espanhol, para *costes de transición a la competencia* (CTC) e, mais recentemente, no caso português, para *custos de manutenção do equilíbrio contratual* (CMEC).



Se bem que sejam esperadas reformas do sector eléctrico que provoquem aumentos de eficiência no desempenho, os impactos mais significativos de tais reformas apenas deverão tornar-se aparentes a longo prazo, em resultado de decisões de investimento que decorram dos novos contextos. Na maioria dos países a concorrência só começou muito recentemente, sendo para já prematuro avaliar o desempenho, em termos de custos, preços e benefícios sociais, dos novos mercados de electricidade.

Numa perspectiva de curto prazo as reestruturações têm genericamente ido de encontro aos benefícios esperados (IEA, 2001). Grandes aumentos de produtividade vêm sendo registados em vários países, muitas vezes relacionados com a privatização das empresas. Num significativo número de estados os preços finais da electricidade diminuíram ou estabilizaram e os preços da electricidade no mercado grossista têm sido baixos, se cotejados com os custos da nova produção, sempre que o poder de mercado não foi posto em causa. Contudo, em consequência da diminuição dos custos, mesmo nos países da OCDE que não introduziram reformas, os preços da electricidade também desceram, tornando por isso difícil quantificar o real impacto que a concorrência teve sobre eles.

A estrutura de mercado é uma realidade determinante na formação dos preços nos novos mercados de electricidade. A elevada concentração de activos de produção tem resultado numa fraca concorrência do mercado grossista (casos do Reino Unido e Espanha, no início), enquanto tem tornado visível uma concorrência mais intensa em mercados menos concentrados, como acontece na Alemanha e nos países nórdicos. A repercussão das medidas de natureza política implica que as reestruturações necessitem de analisar as políticas estruturais de concorrência, como os novos regimes de propriedade dos activos ou a abertura dos mercados nacionais ao comércio e concorrência internacionais. Por si só, a reforma da regulação não se manifesta bastante para motivar o surgimento da concorrência, mas é em contexto regulatório que as empresas desenvolvem as suas estratégias.

Um factor-chave para o progresso das reformas reside na distribuição de custos e benefícios da reestruturação pelos clientes, investidores e outros agentes, como os contribuintes e os trabalhadores do sector. Forte impacto na aceitação política e social das reformas resulta da repartição de custos e benefícios, além de influenciar a correspondente eficácia. Ainda assim, constatou-se num conjunto de países que reduções de custos e de preços na cadeia de valor não se reflectiram adequadamente nos preços finais ao consumidor. Este facto suscitou preocupações sobre a justiça das reformas, o que motivou a introdução da concorrência no mercado retalhista e a adopção de outras medidas redutoras de preços. Além disso, também a análise dos *stranded costs* (decorrentes da transição para a concorrência) e, sempre que aplicável, a forma de privatização, têm tido um impacto de vulto na distribuição dos benefícios das reformas.

A transição do antigo para o novo regime regulatório coloca um desafio relevante a nível político, uma vez que a incerteza regulatória que precede e acompanha o período transitório pode ter impactos negativos no investimento, porque os potenciais investidores adiam as decisões até à definição total do novo enquadramento. Também pode ocorrer quebra de confiança na oferta de electricidade caso as regras e responsabilidades dos novos agentes não estejam claramente definidas. Daí que os governos detenham um papel vital no período transitório, a fim de se assegurar a confiança dos agentes económicos e se minimizar o risco regulatório.

### 1.2.3. Vectores determinantes da transição industrial

48

Para incrementar a concorrência nos mercados de electricidade, alguns especialistas (Kahn, 1988, Hogan, 1997, Newbery, 1997, Joskow, 1997) defenderam a tese de que as actividades de monopólio, como a rede de transporte, devem ser eficazmente separadas das potencialmente competitivas, como a produção. O principal objectivo de tal separação é evitar discriminação nos segmentos concorrenciais da indústria eléctrica. Assim, manifesta-se necessário algum grau de afastamento entre transporte e produção, distribuição e produção e distribuição e oferta ao cliente final.

A cadeia de valor do sector eléctrico reparte-se em três amplos blocos: centrais de produção, redes de transporte em alta tensão e de distribuição em baixa tensão e actividade de comercialização ou venda final, que a figura 1.3 ilustra.

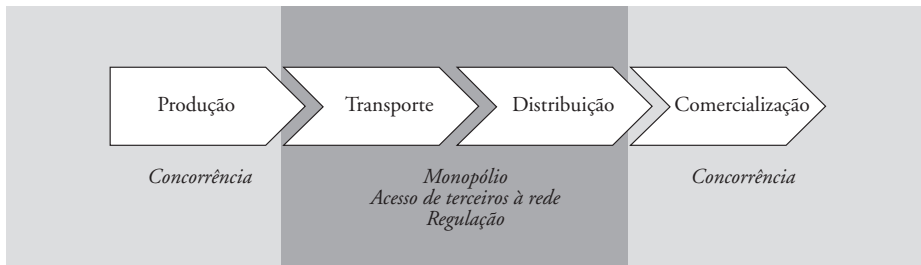


Figura 1.3 - Cadeia de valor da indústria de electricidade

Podemos acrescentar a montante a cadeia de valor dos combustíveis e a jusante as instalações dos consumidores. A rede constitui um *interface* sistemático entre produtores e consumidores, onde o binómio transporte/distribuição desempenha papel fundamental. Como não é possível destriçar a origem da energia vendida, os produtores contentam-se em injectar na rede electricidade de acordo com as quantidades absorvidas pelos clientes. Compete ao transportador assegurar a adequação permanente entre oferta e procura; ele comanda o colectivo do sistema e desempenha, por via de regra, o papel de abastecedor, em último recurso. A qualidade da provisão da electricidade depende então, principalmente, do gestor do sistema. Para que este esteja em condições de garantir a segurança do abastecimento é crucial que tenha à sua disposição um excedente de possibilidades de transporte e de produção: as capacidades de reserva. Em virtude da estreita interdependência entre aqueles factores, quanto maior o desempenho da rede (número de ligações, volume de transmissão instalada), menor a necessidade de dispor de capacidades de reserva ao nível da produção.

Ao invés, quanto mais problemas de congestionamento da rede ocorrerem, mais importante se torna dispor de reservas de capacidade locais para controlar tais estrangulamentos. Torna-se assim notória a importância da coordenação entre as diferentes actividades ligadas verticalmente, a longo prazo para configurar o sistema

e a curto prazo para alcançar uma eficaz afectação dos recursos. Se acrescentarmos economias de escala na produção e rendimentos crescentes para o transporte, os mercados da electricidade surgem como monopólios naturais e a integração vertical permite reduzir consideravelmente os custos de transacção. São estes factores que explicam a razão dos mercados da electricidade terem sido, no cômputo geral dos países, geridos por monopólios nacionais ou regionais (pelo menos no que se refere ao transporte) muitas vezes integrados verticalmente ou caracterizados por ligações muito próximas entre os actores conectados de forma vertical. Estas empresas eram quase sempre estatais, principalmente porque a electricidade se tornou, no século XX, um bem de primeira necessidade, portador de missões de serviço público. A ingerência do Estado estava justificada pela facilidade de mobilização de meios materiais de suma importância, necessários para a rápida construção de instalações, em particular na fase de reconstrução da Europa a seguir à Segunda Guerra Mundial.

A organização monopolista do sector eléctrico respondia, antes de mais, a uma lógica de equipamento dos territórios, que permitia a mobilização de vultosos meios financeiros e sobretudo garantia aos operadores uma exclusividade inicial, a fim de os proteger de uma concorrência destruidora. A depuração dos mercados teria privado as empresas dos recursos necessários ao desenvolvimento da rede em zonas menos rentáveis. Uma vez amortizada a maior parte dos grandes investimentos, os monopólios começaram a ser postos em causa. A concorrência era vista como a melhor forma de aperfeiçoar a gestão dos sistemas em uso, tendo ainda a vantagem de fomentar uma nova dinâmica de investimento (Laffont e Tirole, 1993). Atendendo às estruturas iniciais do mercado (monopólios verticalmente integrados) e ao carácter essencial das infra-estruturas de transporte/distribuição, a desregulação assenta num desagrupar (ou desmantelar) das actividades complementares ligadas (doravante, *unbundling*) e no acesso de terceiros à rede (ATR).

O *unbundling* (desagregação ou separação) visa isolar as partes potencialmente competitivas das empresas (produção e venda de KWh) das que conservam características de monopólio natural, como a gestão das infra-estruturas. O Operador do Sistema torna-se um prestador de serviços encarregado de permitir a concorrência, estabelecendo o acesso não discriminatório de todos os agentes às linhas de transmissão.

A tarifação do ATR é determinante para o desenvolvimento da concorrência e o debate em torno da sua definição mostra que o conceito de não discriminação não reveste forma universal. Por exemplo, a questão da tomada em consideração da distância reparte-se em duas abordagens: uma tarifação do tipo *stamp postage*, que permite eliminar as discriminações espaciais entre produtores, o que está em consonância com o espírito do grande mercado europeu, mas encobre os problemas de congestionamento; uma tarifação nodal, ou baseada na distância, que permite expor os custos do fornecimento e por conseguinte fornecer pistas aos agentes que os induzam no sentido do melhoramento do desempenho técnico do sistema. Porém, há tendência para recriar monopólios locais e tornar a congestão compensatória para o gestor do sistema.

A relação entre os diversos níveis da cadeia de valor da indústria da electricidade e a estrutura de mercado está sintetizada no quadro 1.2.

Quadro 1.2 - Estrutura funcional da indústria da electricidade

Função	Características económicas	Consequências
Produção	Economias de escala limitadas Economias de coordenação ao nível do sistema Complementar ao transporte	Potencialmente competitiva
Transporte	Externalidades de rede Regra geral, não é monopólio natural Elevados <i>sunk costs</i>	Incentivos ao investimento exigem atenção Uma rede, mas vários donos possíveis
Distribuição	Frequentemente monopólio natural Elevados <i>sunk costs</i>	Não há concorrência
Coordenação do sistema	Monopólio (devido a restrições técnicas)	Não há concorrência
Venda/Comercialização	Economias de escala limitadas Sem características especiais	Potencialmente competitiva
Serviços relacionados: - <i>power exchanges</i> - contratos financeiros - construção e manutenção de activos	Sem características especiais	Potencialmente competitivos

Fonte: IEA, 2001a

O utilizador final goza de uma importância desproporcionada, face às outras partes da cadeia de valores, no ganho de concorrência em benefício dos consumidores. A capacidade que os utilizadores têm de escolher o fornecedor cria uma pressão significativa sobre todos os intervenientes da cadeia de valor, a qual é impossível de ser substituída pela regulação. O papel da escolha do consumidor no disciplinar dos agentes no mercado confere-lhe um forte instrumento de negociação, ferramenta que pode ser efectiva, ainda que as opções que permite (caso de troca de fornecedor) não sejam sistematicamente exercidas.

Em meados de 1999, no Reino Unido, aproximadamente 1,3 milhões de famílias tinham trocado de fornecedor de electricidade, embora de 4,5 milhões o tivessem feito em relação ao gás (McGowan, 2001). Mesmo quando esta pressão não é directamente observável (muitos consumidores podem optar por manter o fornecedor), efeitos indirectos sobre a estrutura e níveis de preços, diversidade de produtos e condições do serviço são potencialmente significativos.

Para lá da eficiência económica, a política energética tem em mira outros objectivos, como a segurança da oferta, a protecção ambiental e fins sociais. Para a consecução destes objectivos, os procedimentos tradicionalmente aplicados não constituem a melhor abordagem, nem se mostram admissíveis no novo contexto. A implementação de instrumentos adequados tem-se revelado tarefa árdua, já que numa indústria competitiva se tornam necessários instrumentos neutros, que não discriminem os intervenientes no mercado e minimizem as distorções.

Neste contexto, a criação de entidades reguladoras (a que já anteriormente se aludiu), ou a adaptação das já existentes, impõe-se face aos novos desafios enfrentados. É vital

a independência do regulador face ao regulado e face aos governos. Caso contrário, conflitos de interesse serão inevitáveis<sup>13</sup>.

A indústria da electricidade tem expandido rapidamente as suas fronteiras e a produção está cada vez mais integrada com as empresas de gás e de petróleo. Simultaneamente, a distribuição e as actividades de oferta final em indústrias de rede, como o gás, as telecomunicações e a água, tendem a integrar-se. As fronteiras geográficas da indústria, outrora coincidentes com as fronteiras estatais ou regionais, têm vindo a diluir-se, integrando-se cada vez mais os sistemas de electricidade em mercados regionais. Uma vez que a liberalização também se configura como uma porta aberta a significativos investimentos estrangeiros directos, deste facto decorre a necessidade de a regulação revestir um cariz multisectorial e multinacional.

Outro factor impulsionador de mudança reside na emergência de uma não centralização das operações. A autoprodução e a produção distribuídas estão a crescer velozmente em muitos países, fruto do desenvolvimento de eficientes unidades de produção de pequena escala e do correspondente impacto ambiental positivo, por frequentemente recorrerem a fontes de energias renováveis e à cogeração. A produção distribuída e a autoprodução constituem-se ambas substitutos dos serviços de transporte de electricidade.

#### 1.2.4. Benefícios esperados da reestruturação

O propósito de abertura à concorrência é sobretudo motivado pelo conjunto das críticas aos monopólios em vigor. Estes são censurados, à luz dos ensinamentos da teoria microeconómica, por captarem as rendas que reduzem o excedente colectivo. Mas os julgamentos mais incisivos referem-se à inércia da gestão: as empresas têm tendência a praticar o subinvestimento, a dotarem-se de estruturas burocráticas hipertrofiadas e, sobretudo, como salienta Newbery (1997), a serem dominadas por grupos de pressão conservadores que contratam com os trabalhadores pacotes de regalias julgadas excessivas (protecção do emprego, remuneração em espécie, etc.). Os teóricos da desregulação apontam o dedo a toda uma série de características geradoras de inércia, que contrariam o interesse dos consumidores. A concorrência, móbil impulsionador da eficiência dos operadores, emerge como a resposta mais eficaz a estas imperfeições. Assim, a permissão de escolha do fornecedor facultada aos consumidores deverá concertar os operadores numa via de melhor utilização dos recursos, de contenção das despesas, de aperfeiçoamento dos serviços oferecidos e, ainda, de maior respeito pelo ambiente.

A reforma reflecte a preocupação de que a eficiência económica possa não resultar a mais eficaz na indústria da electricidade e, daí, que os preços ao consumidor se tornem mais elevados do que o necessário. Para esta preocupação contribuiu o desempenho ineficiente do antigo regime regulador.

---

<sup>13</sup> Recordem-se os trabalhos de George J. Stigler sobre a *Teoria da Captura*.

De modo sintético, podemos elencar alguns dos benefícios esperados:

- baixa de preços resultante da concorrência – esta exerce forte pressão nas margens de lucro de produtores e distribuidores, redundando num incentivo à redução de custos;
- baixa de preços resultante do incremento do comércio de electricidade – a reestruturação facilita a concorrência dentro do sistema, o comércio provoca melhor afectação de recursos e, enfim, contribui para a redução dos custos de abastecimento; na União Europeia, a directiva comunitária visa desenvolver o Mercado Interno de Electricidade através da integração dos sistemas nacionais; nos EUA e no Canadá, espera-se reduzir os grandes (e ineficientes) diferenciais de preço existentes nas diversas regiões no final da década de 90 (IEA, 2001);
- poupança nos custos de investimento – melhores decisões de investimento são esperadas, particularmente na produção, à medida que os investidores assumem os riscos do investimento, ocorrendo em simultâneo um desincentivo ao sobre-investimento;
- aumento da produtividade do trabalho;
- desenvolvimento de novos serviços de energia.

Importa não esquecer que a regulação constitui um substituto imperfeito e dispendioso da concorrência (devido às assimetrias de informação) que provoca ainda custos de transacção por via da separação de actividades que origina.

Também factores de natureza nacional ou regional têm sido impulsores da reestruturação, de que se apontam alguns casos:

- nos EUA, desvio significativo entre preços de electricidade e custos (marginais de longo prazo) – casos da Califórnia e Massachusetts (Joskow, 1997);
- na União Europeia, pressão política para o desenvolvimento do Mercado Interno de Electricidade (Newbery, 2000);
- no Japão, elevados preços da electricidade e baixa utilização da capacidade de produção (IEA, 2001);
- no Reino Unido e Chile, programas de privatização (Newbery, 1995).

Dentre os factores comuns a todos os países salientam-se os avanços tecnológicos correntes – economias de escala na produção não são notórias nas actuais condições, abrindo espaço à concorrência – e a oferta abundante e barata de gás, que encorajou o desenvolvimento de centrais a gás, muito eficientes mesmo em pequenas escalas de produção.

Não pode deixar de referir-se a forte e irrefutável presença da globalização. Numa economia fechada, as ineficiências são mais facilmente absorvidas por outros sectores de actividade, na medida em que estão protegidas da concorrência e os custos excessivos são transferidos para os consumidores sob a forma de preços elevados. Numa economia aberta, as indústrias, expostas à concorrência, sentem-se pressionadas para melhorar a eficiência. Enfim, o sucesso de algumas reformas em certos países acaba por constituir um estímulo para a reforma noutros. O *know-how* regulatório pode ser parcialmente importado, diminuindo-se a incerteza das reformas pioneiras.

Muitas vezes argumenta-se que a regulação se revela ineficaz e que será preferível substituí-la pela concorrência, onde e quando esta for exequível, invocando-se fontes várias de ineficiência: os preços regulados podem desviar-se dos custos de modo a transferir rendimentos e favorecer certos grupos; os objectivos não económicos (garantia de serviço universal, segurança energética) podem tornar-se relevantes e dispendiosos; a regulação baseada no custo do serviço ou na taxa de rendibilidade (*cost-of-service*) reduz os incentivos ao incremento da eficácia. A propriedade pública acaba por ser uma regulação baseada no custo de serviço e os custos podem ser aumentados através de emprego excessivo ou de exageradas despesas de capital. A regulação *price-cap* tenta melhorar esses incentivos ao simular um mercado competitivo no qual o produtor não pode influenciar o preço de mercado e, por conseguinte, apenas pode aumentar os lucros reduzindo os custos (os tipos de regulação tarifária foram já abordados com algum detalhe na subsecção 1.1.6.).

Em qualquer mercado, a desregulação é encarada como um meio para reforçar a eficiência do uso dos activos de produção já instalados. Além disso, há que distinguir os países ricos, com uma base de produção instalada e baixo crescimento da procura de energia, dos países em desenvolvimento, com uma capacidade de produção fragmentada e uma elevada taxa de crescimento da procura de energia.

Os países mais ricos, como Noruega, Espanha, Austrália, Nova Zelândia, Reino Unido e Estados Unidos, com um crescimento da procura da energia eléctrica inferior a 2%, são motivados pelos custos excessivos, fruto de anteriores decisões de investimento em activos de produção (IEA, 2001b). Ao introduzir a concorrência permitem-se a iniciativa privada e investimentos em novas tecnologias, ao mesmo tempo que se reduzem custos. Num mercado concorrencial tal redução traduzir-se-á em diminuição de preços para o cliente final.

Os países em desenvolvimento, de que constituem exemplo a Argentina (antes da crise de 2002), o Chile e a Guatemala, são motivados pela necessidade de estimular o investimento em infra-estruturas de produção, de modo a responder à procura de electricidade, cuja taxa de crescimento anual se compreende entre 6% e 10% (IEA, 2001b). Um mercado liberalizado atrairá mais investimento se a intervenção estatal se reduzir ao mínimo.

No contexto europeu pode-se discutir se a diversidade dos ritmos de liberalização, assim como os diferentes níveis de concorrência e a eventual criação de mercados internos, não prejudicarão o processo.

Existem três áreas fundamentais de actuação: as redes, a cooperação entre entidades reguladoras e a necessária harmonização dos diferentes programas de reestruturação. Contra os que defendem a existência de um regulador único à escala comunitária como forma de promover a convergência, parece ganhar mais adeptos a tese de que realmente importante é o reforço dos mecanismos de cooperação entre os diversos reguladores.

Apesar das directivas comunitárias constituírem o motor de convergência dos ritmos de liberalização entre os países europeus, é ainda díspar a forma como este processo tem decorrido.

### 1.3. A implementação do Mercado Interno Europeu

O Mercado Europeu de Electricidade encontra-se em pleno processo de liberalização, fruto da pressão exercida pela Comissão Europeia consubstanciada na Directiva 96/92/CE, entretanto revogada, como já se referiu, pela Directiva 2003/54/CE, de 26 de Junho, do Parlamento Europeu e do Conselho.

A Directiva estabeleceu novas regras aplicáveis à organização e funcionamento do Mercado Interno de Electricidade, baseadas numa progressiva abertura à concorrência sem prejuízo do cumprimento das obrigações do serviço público e do direito de acesso de produtores e consumidores às redes de transporte e distribuição, e conferiu às autoridades reguladoras um papel de crucial importância na garantia de tais obrigações e na implementação de mecanismos tendentes a assegurar igualdade de tratamento, transparência e não discriminação no acesso às redes e no relacionamento entre os diversos operadores, no respeito pelas regras da concorrência consagradas no Tratado da União Europeia.

De seguida abordam-se alguns dos principais factores ilustrativos do processo de desenvolvimento do Mercado Europeu de Electricidade.

A atitude dos países membros da União Europeia face à regulação tem sido diversa, como se resume no quadro 1.3.

Quadro 1.3 - Competências e recursos dos reguladores

País	<i>ex-ante / ex-post</i>	Acesso à rede	Envolvimento ministerial	Pessoal	Orçamento anual 2003 (€m)	Aumento de orçamento desde 2002 (€m)
Áustria	<i>Ex-ante</i>	R	Directrizes genéricas	60	8	- 1,0
Bélgica	<i>Ex-ante</i>	R	Não	99	17	+ 2,0
Dinamarca	<i>Ex-post</i>	R	Sim	25	2,5	- 0,5
Finlândia	<i>Ex-post</i>	R	Não	16	1,25	+ 0,25
França	<i>Ex-ante</i>	R	Aprovação tarifas	96	12	+ 3,0
Alemanha	n.a.	M	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
Grécia	<i>Ex-ante</i>	M	Aprovação tarifas	40	4,4	+ 0,4
Irlanda	<i>Ex-ante</i>	R	Não	39	10	+ 4,0
Itália	<i>Ex-ante</i>	R	Directrizes genéricas	104	18,6	+ 0,6
Luxemburgo	<i>Ex-ante</i>	M e R	n.c.	2	0,3	0,0
Holanda	<i>Ex-ante</i>	R	Instruções	55	7	+ 1,0
Portugal	<i>Ex-ante</i>	R	Não	53	6,4	- 0,3
Espanha	<i>Ex-ante</i>	M	Sim	187	21,0	+ 2,0
Suécia	<i>Ex-ante</i>	R	Não	42	3	0,0
Reino Unido	<i>Ex-ante</i>	R	Não	302	57	- 1,0
Noruega	<i>Ex-ante</i>	R	Não	33	1,8	n.c.
Estónia	<i>Ex-ante</i>	R	n.c.	11	0,3	0,0
Letónia	<i>Ex-ante</i>	R	Não	68	1,7	+ 1,2
Lituânia	<i>Ex-ante</i>	R	Instruções	50	0,6	0,0
Polónia	<i>Ex-ante</i>	R	Supervisão	258	6,7	- 1,3
R. Checa	<i>Ex-ante</i>	R	Não	88	3,8	+ 0,6
Eslováquia	<i>Ex-ante</i>	R	Não	57	1,5	+ 0,0
Hungria	<i>Ex-ante</i>	M	Aprovação tarifas	95	6,2	+ 1,8
Eslovénia	<i>Ex-ante</i>	R	Não elegível	22	1,5	- 0,4
Chipre	<i>Ex-ante</i>	R	Instruções	7	0,5	+ 0,5
Malta	<i>Ex-ante</i>	R	n.a.	15	0,3	

R - responsabilidade do regulador; M - responsabilidade do ministro;  
n.a. - não aplicável; n.c. - não conhecido.

Fonte: Comissão Europeia, 2004



Na maior parte dos países estes objectivos têm sido prosseguidos por meio da criação de entidades reguladoras sectoriais, destacadas da administração directa do Estado e dotadas de maior ou menor independência, tanto orgânica como funcional.

Refira-se que a Alemanha tem constituído a excepção a esta tendência, pois neste país não existia até recentemente regulação sectorial da energia, mas apenas uma regulação a nível mais geral da concorrência. Para além de leis ambientais, de leis de protecção dos trabalhadores e de outras leis de interesse público, não existia uma entidade reguladora sectorial para a electricidade. Contudo, esta situação reverteu-se em 2005 devido às exigências comunitárias.

A Directiva 2003/54/EC e o Regulamento (CE) n.º 1228/2003, sobre trocas transfronteiriças de electricidade, tornaram-se parte integrante da legislação comunitária, tendo as suas principais disposições entrado em vigor em meados de 2004. Este acontecimento, cumulativamente com o alargamento da União Europeia para 25 Estados-Membros, originou um novo estágio de desenvolvimento para o mercado da electricidade, direccionado para o incremento da eficiência e da dinâmica do sector eléctrico, por forma a proporcionar melhor qualidade do serviço público, via a expansão da concorrência e o encorajamento às referidas transacções transfronteiriças (Comissão Europeia, 2004).

O quadro 1.4 ilustra uma análise da posição dos países da União Europeia e Noruega relativa ao sector da electricidade (a informação em itálico respeita a aspectos em que, no entendimento da CE, a concorrência irá verificar-se de modo menos satisfatório).

Quadro 1.4 - Implementação da Directiva Comunitária

País	Abertura do mercado declarada (%)	Separação actividade transporte	Separação actividade distribuição	Regulador	Condições à entrada	Três maiores produtores (%)
Áustria	100	Legal	<i>Contabilística</i>	<i>Ex-ante</i>	Favorável	33
Bélgica	80	Legal	Legal	<i>Ex-ante</i>	<i>Desfavorável</i>	66
Dinamarca	100	Legal	Legal	<i>Ex-post</i>	Favorável	25
Finlândia	100	Propriedade	<i>Contabilística</i>	<i>Ex-post</i>	Favorável	29
França	37	<i>Gestão</i>	<i>Contabilística</i>	<i>Ex-ante</i>	Moderado	86
Alemanha	100	Legal	<i>Contabilística</i>	n.a.	<i>Desfavorável</i>	61
Grécia	34	Legal/Gestão	<i>Contabilística</i>	<i>Ex-ante</i>	<i>Desfavorável</i>	87
Irlanda	56	Legal/Gestão	<i>Gestão</i>	<i>Ex-ante</i>	Moderado	90
Itália	66	Legal	Legal	<i>Ex-ante</i>	Moderado	72
Luxemburgo	57	<i>Contabilística</i>	<i>Contabilística</i>	<i>Ex-ante</i>	<i>Desfavorável</i>	0
Holanda	63	Propriedade	Legal	<i>Ex-ante</i>	Favorável	33
Portugal	45	Propriedade	<i>Gestão</i>	<i>Ex-ante</i>		74
Espanha	100	Propriedade	Legal	<i>Ex-ante</i>	Favorável	79
Suécia	100	Propriedade	Legal	<i>Ex-ante</i>	Favorável	50
Reino Unido	100	Propriedade	Legal	<i>Ex-ante</i>	Favorável	37
Noruega	100	Propriedade	<i>Contabilística</i>	<i>Ex-ante</i>	Favorável	24
Estónia	10	<i>Contabilística</i>	<i>Contabilística</i>	<i>Ex-ante</i>	<i>Desfavorável</i>	21
Letónia	11	Legal	Legal	<i>Ex-ante</i>	Desconhecido	0
Lituânia	17	Legal	Legal	<i>Ex-ante</i>	Moderado	29
Polónia	51	Gestão	<i>Contabilística</i>	<i>Ex-ante</i>	Moderado	25
R. Checa	30	Legal	<i>Contabilística</i>	<i>Ex-ante</i>	<i>Desfavorável</i>	53
Eslováquia	41	Legal	Legal	<i>Ex-ante</i>	Favorável	40
Hungria	30	<i>Contabilística</i>	<i>Contabilística</i>	<i>Ex-ante</i>	Favorável	41
Eslovénia	64	Legal	<i>Contabilística</i>	<i>Ex-ante</i>	<i>Desfavorável</i>	43
Chipre	0	<i>Gestão</i>	<i>Inexistente</i>	<i>Ex-ante</i>	<i>Por decidir</i>	100
Malta	0	<i>Derrogação</i>	<i>Inexistente</i>	<i>Ex-ante</i>	<i>Por decidir</i>	100

n.a. - não aplicável.

Fonte: Comissão Europeia, 2004

Pode observar-se neste quadro o progresso que continua a ser feito para o desenvolvimento de um enquadramento concorrencial bem sucedido, sendo que até meados de 2003 subsistiram alguns incumprimentos, que há que corrigir:

- os Estados-Membros (em particular os novos países aderentes) que ainda não abriram os seus mercados têm de cumprir o calendário acordado;
- as entidades reguladoras têm de continuar a assegurar uma efectiva regulação do negócio de rede, evitando os subsídios (com a aplicação do ATR não irá ser feito agora qualquer juízo de valor sobre a adequabilidade das tarifas de acesso às redes, uma vez que são da responsabilidade de cada regulador nacional e não da CE – as tarifas estimadas constam do quadro 1.5);
- os elevados níveis de poder de mercado no seio das empresas produtoras, a escassez de interligações incluindo linhas de transmissão vitais que criam congestionamentos entre os Estados-Membros e o uso continuado de métodos discriminatórios para gerir tais congestionamentos não devem continuar a impedir novos entrantes.

O quadro 1.6 ilustra o nível de preços da electricidade em meados de 2003 e a tendência sentida pelos diversos grupos de consumidores.

**Quadro 1.5 - Acesso à rede de transporte**

País	N.º empresas de transporte	N.º empresas de distribuição	Alta Tensão		Baixa Tensão	
			Estimativa tarifa média (€/MWh)	Intervalo aprox. baixo-alto (€/MWh)	Estimativa tarifa média (€/MWh)	Intervalo aprox. baixo-alto (€/MWh)
Áustria	3	139	24	18 – 36	60	44 – 75
Bélgica	1	28	23	21 – 26	70	63 – 97
Dinamarca	2	130	21	n.c.	45	n.c.
Finlândia	1	95	15	9 – 22	34	22 – 52
França	1	166	16	n.a.	50	n.a.
Alemanha	4	930	26	20 – 39	55	40 – 75
Grécia	1	1	15	n.a.		
Irlanda	1	1	17	n.a.	52	n.a.
Itália	1	178	13	n.c.	30	n.c.
Luxemburgo	2	11	15	10 – 20		
Holanda	1	20	16	10 – 24	35	n.c.
Portugal	1	1	15	n.a.		
Espanha	1	299	15	n.a.	45	n.a.
Suécia	1	180	10	8 – 11	38	33 – 45
Reino Unido	4	15	15	10 – 17	35	20 – 50
Noruega	1	190	13	n.c.	28	24 – 34
Estónia	1	67				
Letónia	1	13				
Lituânia	1	7				
Polónia	1	29				
R. Checa	1	390				
Eslováquia	1	3				
Hungria	1	6				
Eslovénia	1	5				
Chipre	1	1				
Malta	1	1				

n.a. - não aplicável; n.c. - não conhecido.

Fonte: Comissão Europeia, 2004

Quadro 1.6 - Síntese do nível de preços da electricidade (2003)

	Grandes consumidores			Pequeno comércio			Consumidores domésticos		
	Baixo	Médio	Elevado	Baixo	Médio	Elevado	Baixo	Médio	Elevado
Decrescente	UK	FR, ES, LX	DE	UK, SE	FR, AT	DE, IT, BE, LX	ES	UK, FR	IT
Estável		EL	BE, PT		EL	BE, PT	EL	AT	BE, PT, DE
Crescente		DK, FL, SE		DK, FI	NL		DK, FL, SE	IR, NL	LX

Fonte: Comissão Europeia, 2004

Os Estados-Membros foram agrupados consoante os preços foram baixos, médios ou elevados em relação à média europeia e segundo aumentaram (> 5%), permaneceram estáveis ( $\pm$  5 %) ou diminuíram (< 5%), desde a entrada em vigor da Directiva.

De um modo geral, os preços tenderam a crescer de 2002 a 2003 em resultado das condições dos mercados grossistas e, em particular, do equilíbrio mais apertado entre oferta e procura. Aumentos dos preços registados no mercado nórdico durante o Inverno de 2002/2003 permaneceram acima dos níveis históricos.

Nos mercados continentais também se verificaram preços elevados, especialmente nos meses quentes de Verão. Em certa medida, estes aumentos de preços tornam-se

Quadro 1.7 - Troca de fornecedor

País	Consumidores industriais* (dados de 2002)	Consumidores domésticos (dados de 2002)
Áustria	15	5
Bélgica	5	
Dinamarca	45	
Finlândia	(a)	10
França	15	
Alemanha	20	5
Grécia	0	
Irlanda	20	2
Itália	15	
Luxemburgo	10	
Holanda	20	
Portugal	10	
Espanha	20	
Suécia	(a)	10(b)
Reino Unido	15	12
Noruega	12	14
Estónia	0	
Letónia	0	
Lituânia	0	
Polónia	2 - 5%	
R. Checa	8%	
Eslováquia	n.c.	
Hungria	> 50%	
Eslovénia	n.c.	6
Chipre	0	
Malta	Informação não disponível	

\* Consumo superior a 1GWh/ano; n.c. - não conhecido.

Fonte: Comissão Europeia, 2004

(a) Os maiores consumidores concorrem à mudança de fornecedor todos os anos.

(b) Valor acumulado de 40% desde 1998.

necessários para incentivar a introdução de nova capacidade produtiva e motivar uma melhoria da gestão da procura em época de oferta restrita.

Apesar desta tendência, os preços aos consumidores finais são em geral mais baixos nos Estados-Membros em estágio mais avançado no processo de abertura do mercado.

O quadro 1.7 fornece dados sobre a actividade dos consumidores em termos de troca de fornecedor, indicador importante na avaliação da robustez do mercado de electricidade.

O desempenho da rede em termos de interrupções de fornecimento, indicador da qualidade do serviço, atingiu especial relevo em 2003 (cf. quadro 1.8).

A Comissão Europeia, baseada na experiência dos países que abriram o mercado há mais tempo, estima que um mercado com bom funcionamento seja aquele que apresente entre 15% a 20% de trocas de fornecedor em cada ano e uma significativa maioria de tentativas de renegociar as tarifas com o fornecedor corrente. Para os consumidores domésticos, 10% é um valor apontado como referência razoável.

A circunstância de vigorarem mecanismos de controlo do preço para os consumidores domésticos é a explicação para o facto de apenas o Reino Unido e os países nórdicos terem conseguido atingir a meta dos 10%.

Tais controlos afiguram-se desejáveis num contexto de transição suave de um sector regulado para um concorrencial, já que protegem o consumidor (CE, 2004).

Quadro 1.8 - Qualidade do serviço

País	Mínutos de interrupções Cliente/ano em 2003	Existência de metas de desempenho
Áustria	43	Não
Bélgica	< 60	Sim
Dinamarca	“qualidade elevada”	Não
Finlândia	230	Não
França	65	Sim
Alemanha	15	Não
Grécia	n.c.	Não
Irlanda	385	Sim
Itália	300	Sim
Luxemburgo	n.c.	Não
Holanda	35	Sim
Portugal	> 500	Sim
Espanha	215	Sim
Suécia	192	Planeado
Reino Unido	85	Sim
Noruega	315	Não
Estónia	n.c.	n.c.
Letónia	n.c.	Sim
Lituânia	n.a.	Planeado
Polónia	n.c.	Sim
R. Checa	n.c.	Sim
Eslováquia	n.c.	n.c.
Hungria	6	Sim
Eslovénia	n.c.	Não
Chipre	1,92KWh/ano perdido	Sim
Malta	Informação não disponível	

n.a. - não aplicável; n.c. - não conhecido.

Fonte: Comissão Europeia, 2004

Porque o serviço público e a segurança da oferta são aspectos centrais do processo de liberalização, com o intuito de assegurar uma boa qualidade do serviço e conferir maior segurança a investidores e consumidores, a Comissão Europeia elaborou em 10 de Dezembro de 2003 uma proposta de Directiva da Infra-Estrutura da Electricidade e Segurança da Oferta: COM(2003) 741.

Outro tópico essencial refere-se à necessidade de aumentar a percentagem de energia renovável e de *Combined Heat and Power* (CHP) e à urgência em estimular a gestão da procura.

A informação disponibilizada pela CE (2004) evidencia que estas tecnologias continuam a contribuir de modo significativo para a capacidade produtiva. Todavia, tal evidência foi menor em 2002 do que nos anos anteriores. Parte significativa dos investimentos assenta no gás, estando a maioria das centrais construídas localizadas em Espanha e Itália. No relatório de 2003, a CE mostrava-se descontente com o desenvolvimento do Mercado Interno e expectante em relação aos desenvolvimentos previstos para 2004. Tornava-se claro que os principais problemas e desafios se centravam em questões de poder de mercado a nível nacional e na inadequação do nível das interligações entre os Estados-Membros.

Genericamente, diferentes abordagens à reforma da indústria da electricidade são possíveis, dependendo das actividades liberalizadas (produção e comercialização), do modo como as não liberalizadas (transporte e distribuição) são reguladas e dos agentes autorizados a participar nos diversos mercados. Todavia, na prática vem-se constatando uma crescente convergência no processo de reestruturação dos mercados de electricidade na zona da OCDE.

Atestando tal convergência, as reformas comungam dos atributos seguintes:

- rápida introdução da possibilidade de escolha para todos os consumidores;
- obrigação de possibilitar o acesso de terceiros às redes de transporte e distribuição de modo não discriminatório;
- independência da actividade de transmissão;
- liberalização do comércio da electricidade, com a finalidade desta ser negociada por troca organizada e numa base bilateral.

No contexto da concorrência no mercado grossista, fruto da conjugação destes quatro atributos, as transacções entre produtores, utilizadores finais e uma variedade de intermediários, tais como retalhistas, *power exchanges* e corretores, são realizadas livremente (sujeitas, é óbvio, às restrições físicas impostas pela rede). Deste modo, do lado da procura, os clientes finais escolhem livremente o fornecedor e negociam os seus contratos; do lado da oferta, os produtores podem vender electricidade a qualquer participante no mercado.

Embora muitas das medidas necessárias para garantir a concorrência já tenham sido tomadas, ou estejam em preparação, os entraves atrás referidos continuam a existir em muitos dos mercados de electricidade da Europa, como se ilustra de forma sintética no quadro 1.9.

**Quadro 1.9** - Resumo dos principais entraves à concorrência

		Cientes que mudaram de fornecedor: grandes utilizadores
a. Nenhum problema em particular	SE, FI, DK, NI, UK	> 50%
b. Desagregação/regulamentação	LU, AT, DE	de 10% (LU) a 3% (DE)
c. Estrutura do mercado ou falta de integração	FR, BE, GR, IE, ES, NL, LT, IT, SI, CZ, SK, LV	de 0% (GR) a 35% (NL)
d. Contratos de aquisição de energia a longo prazo/Preços regulados para o consumidor final	PT, EE, PL, HU	de 0% (EE) a 25% (HU)

Fonte: Comissão Europeia, 2005

60

#### 1.4. Consequências da reestruturação

Apesar de ser difícil identificar de modo empírico o sucesso das políticas alternativas de reforma estrutural para o encorajamento de novo investimento privado, a ausência de um padrão nítido que relacione a natureza estrutural da indústria com o seu desempenho aumenta a dúvida sobre a concepção de que uma abordagem única se revele óptima.

A falta de consenso empírico parece não ser fruto do acaso, mas antes o resultado indirecto de um pressuposto frequentemente implícito no debate acerca das políticas óptimas de reestruturação, nomeadamente o de que as entidades reguladoras têm um impacto neutral no comportamento dos intervenientes no mercado. Na prática, porém, o desenho do aparelho regulatório tem efeito determinante nos incentivos dados aos investidores para encetarem compromissos reais a longo prazo.

O começo, em Dezembro de 2000, da introdução pelo regulador de limites de preços para o mercado grossista da Califórnia suscitou um debate crítico em torno da análise do efeito dos mecanismos de controlo de preços, ou seja, da regulação tarifária, sobre o nível de rendibilidade necessário para induzir investimento em capacidade de produção de electricidade.

Como se referiu, subjacente à desregulação da indústria da electricidade está o pressuposto de que a actividade de produção deve ser concorrencial, não sujeita a intervenção externa sobre os preços. Todavia, na situação vivida na Califórnia (a abordar com algum detalhe na subsecção 2.1.2) houve necessidade de introduzir, ainda que temporariamente, *price-caps* para o mercado grossista, de modo a contrariar a tendência, então emergente, de os grandes produtores praticarem preços além de valores competitivos, aproveitando-se da escassez de capacidade produtiva. Os apoiantes desta decisão não deixaram de salientar a importância do carácter temporário que os *caps* deveriam satisfazer, a fim de não constituírem uma barreira à entrada num sector que se pretendia concorrencial (Kahn, 2002).

As empresas em contexto de desregulação sustentaram o argumento de que a adopção de limites propostos para os preços, baseados no custo marginal de curto prazo, subestimava os verdadeiros custos marginais, e por isso não se tornavam motores impulsionadores do investimento. Uma primeira abordagem a favor deste ponto de vista assenta na justificação de que preços sistematicamente restringidos ao custo

marginal operacional de curto prazo e custos recuperados apenas a partir de tais preços levam a que as centrais produtoras de electricidade para as horas de ponta (*peaking plants*) nunca tenham capacidade para recuperar o custo de capital suportado e novos investimentos não sejam fomentados. Além disso, os limites de preços determinados com base nas médias anuais dos custos das centrais, ignorando a necessidade dos preços excederem tais médias em períodos de procura de ponta, certamente serão demasiado baixos para permitirem o incremento da capacidade produtiva. Daí a necessidade de estudar o impacto dos mecanismos de controlo dos preços sobre a adequação de potenciais retornos que incitem à obtenção de um nível óptimo de investimento em capacidade de produção de electricidade. Kahn (2002) defende que, caso os preços da energia se mantenham limitados aos custos operacionais marginais de curto prazo da unidade produtiva menos eficiente, será altamente improvável atingir-se um nível óptimo de investimento.

Espera-se que a recuperação de um investimento de capital neste contexto se sustente em três componentes: nos mercados grossistas de energia, isto é, nos preços da electricidade, na venda de serviços e nos mercados de reserva de capacidades.

O facto de não se medir em tempo real o consumo energético leva a que os preços da electricidade não flutuem instantaneamente, pois os consumidores geram o consumo por taxas médias extraídas de períodos longos, em vez de o fazerem baseados nos incrementos reais. É esta discrepância entre estabelecimento de preços e medição do consumo em tempo real (*real-time metering*) que torna os mercados de energia disfuncionais (Kahn, 2002). A ausência de procedimentos generalizados de medição do consumo em tempo real que se reflectam de imediato nos preços torna inelástica a procura de electricidade.

Por conseguinte, na ausência de mecanismos de resposta eficiente à procura reside uma grande limitação ao desenvolvimento dos mercados de electricidade. A implementação nos últimos anos de procedimentos controladores de preços, acompanhados de requisitos de reserva de capacidade, baseou-se no facto de a extrema inelasticidade da procura de electricidade, bem como da própria oferta (em épocas de escassez e ruptura), até a capacidade produtiva ser aumentada, ameaçar elevar os preços a um nível muito superior ao compatível com o estímulo a novos investimentos em produção.

Em suma, a polémica em torno do desenho estrutural adequado para os mercados de electricidade e de todos os seus componentes revela-se indissociável da decisão de investimento. Parece incontornável, dado o enquadramento actual dos desafios a enfrentar, a necessidade de elaborar instrumentos teóricos e analíticos que sustentem a decisão de investir neste contexto de acrescida incerteza, proveniente quer do aparelho regulatório, quer da crescente e ambicionada interacção estratégica. Na perspectiva do investidor, detenha ele uma posição dominante instalada, seja ele um potencial entrante no sector, a decisão de investir levanta problemas dificilmente solucionados pela abordagem tradicional da análise de projectos de investimento. A flexibilidade e a panóplia de escolhas estratégicas exigida aos novos projectos poderão ser, eventualmente, melhor defendidas com o auxílio de metodologias recentemente desenvolvidas. Contudo, problemas que se levantam tanto a nível da modelização teórica como de aplicação empírica estão bem patententes na literatura emergente, como se exporá mais à frente.

Entretanto, far-se-á no capítulo 2 uma síntese da experiência internacional dos diferentes processos de transformação do sector eléctrico, baseada no ocorrido em países seleccionados pela inovação, experiência, fracasso ou sucesso das reformas vividas, e ainda nas repercussões directas da reforma no nosso País, que permite tirar ilações importantes para o futuro próximo da regulação e liberalização do sector eléctrico português, ao mesmo tempo que fornece dados relevantes para o enquadramento das decisões de investir em produção de electricidade.

Da análise crítica deste *survey* extrairemos informação que iremos utilizar, quer na interpretação quantitativa dos resultados, quer no correspondente aspecto qualitativo.



CAPÍTULO 2  
OS MERCADOS DE ENERGIA ELÉCTRICA:  
SÍNTESE DA EXPERIÊNCIA INTERNACIONAL E ABORDAGEM DO CASO PORTUGUÊS

Neste capítulo abordam-se os principais processos de reestruturação vividos nalguns países, destacando-se em cada caso os acontecimentos mais relevantes e extraindo deles ensinamentos e ilações pertinentes susceptíveis de aplicação à indústria portuguesa da electricidade.

Não sendo viável analisar o que se passa em todos os países em que se processam reestruturações das respectivas indústrias eléctricas, procedeu-se a uma escolha, sempre subjectiva, de apenas alguns. Por exemplo, embora a França, a Alemanha ou a Itália tenham um peso relevante na organização do futuro Mercado Interno Europeu e sejam também naturalmente proveitosos ensinamentos provindos do Chile, Brasil, Austrália ou Nova Zelândia, não será feita a análise do que se passa nestes países.

Principiamos por analisar a reforma da indústria eléctrica norte-americana pelo inegável impacto que a política industrial dos Estados Unidos tem a nível global. Além disso, a diversidade dos seus Estados e dos correspondentes processos de liberalização, uns bem sucedidos, outros fracassados, pode fornecer pistas sobre eventuais evoluções da indústria no nosso País. Embora os restantes países da União Europeia partilhem com Portugal as repercussões da legislação comunitária, ênfase acrescida é votada ao Reino Unido pelo seu pioneirismo e alargada experiência neste campo. Também a análise e estudo das regras e do funcionamento da *Nord Pool* pode trazer contribuições úteis, sobretudo para a geometria do futuro do Mercado Interno Europeu. Enfim, o caso espanhol merece especial atenção visto Portugal e Espanha se encontrarem empenhados na construção do Mercado Ibérico de Electricidade (MIBEL), elo importante do Mercado Europeu.

### 2.1. A diversidade norte-americana

Os Estados Unidos da América são responsáveis por um quarto da produção mundial de electricidade. Uma das suas características reside no facto de durante cerca de dois séculos terem conseguido conciliar os benefícios de uma normalização nacional com uma autonomia federal e local. A indústria eléctrica começou como um fenómeno local e a legislação federal de 1930 manteve-a fragmentada. Nos dias de hoje encontra-se de tal modo segmentada que, mesmo sem levar em consideração a concorrência, esse

facto origina perda de eficiência. Coexistem cerca de 200 empresas privadas actuando por vezes sob jurisdição regulatória contraditória (Hunt, 2002).

### 2.1.1. Breve enquadramento histórico

Nos EUA as reformas tiveram início a partir de 1978, com a lei PURPA (*Public Utility Regular Policy Act*). Nessa altura realizaram-se profundas transformações na estrutura e sobretudo na regulação e desempenho das empresas cuja propriedade já era, em significativa maioria, privada. Não aconteceram mudanças drásticas no controlo dos activos, apenas uma abertura à entrada de concorrentes, nem tão pouco se pode afirmar ter ocorrido uma desregulamentação, antes uma re-regulamentação, um redesenho do papel do Estado, em especial nos segmentos de monopólio natural.

Se as reformas foram mais rapidamente introduzidas na Califórnia e no Nordeste dos Estados Unidos, também muitos outros estados têm acompanhado a alteração regulatória e implementado medidas conducentes ao incremento da concorrência. Tais mudanças apontam, de um modo geral, no mesmo sentido das de outros países no que respeita às indústrias de rede, como ocorre também com as telecomunicações e o gás natural. Segmentos potencialmente competitivos (produção) têm sido separados funcional e estruturalmente de segmentos de monopólio natural (transporte e distribuição de energia eléctrica). As barreiras à entrada e à saída têm sido eliminadas e aos consumidores vem sendo facultado livre acesso às redes de transmissão e distribuição, com livre escolha dos fornecedores (Joskow, 1997).

A organização da indústria é mista, com 75% das empresas de propriedade privada, e a electricidade nalgumas regiões é oferecida aos consumidores por uma única empresa localmente autorizada para fornecer o serviço, considerado monopólio regulado, porque sujeito à avaliação de preços pelo poder regulador. Historicamente, estas empresas obrigavam-se a fornecer energia e a planificar as necessidades de todos os consumidores grossistas nas respectivas áreas de concessão, vendendo «pacotes» de energia totalmente verticalizados. É certo que o progresso tecnológico contribuiu para aumentar a concorrência nos sectores potencialmente competitivos e que em contrapartida, naqueles em que a concorrência era ausente, tal contribuição se revelou pouco relevante, por carência de um novo modelo regulatório.

A estrutura industrial e regulatória que emergiu durante o último século, a afectação de recursos ao sector e o seu desempenho constituíram as principais fontes de pressão para a reestruturação norte-americana. Nos modelos de regulação actualmente em vigor os produtores podem comercializar através de contratos de longo prazo ou recorrer ao mercado *spot* (ou a uma combinação dos dois), ao contrário do que se passava com o antigo modelo que se fundamentava no mecanismo de remuneração garantida ou de regulação da taxa de retorno (*rate-of-return*).

Segundo Joskow (1997), a reforma regulatória e estrutural dos EUA, ao mesmo tempo que envolveu benefícios provocou também custos, uma vez que a indústria tendeu a perder com a desverticalização porque o aumento dos custos de transacção implicou o desmembramento dos seus segmentos (*unbundling*) detentores de fortes ganhos de eficiência por via das economias de coordenação.

De acordo com Hunt (2002), os EUA deviam voltar a concentrar esforços na introdução da concorrência nos mercados de produção, porque aí reside a longo prazo uma fonte dos benefícios da reestruturação (foi sobretudo na produção que se detectaram as deficiências do anterior sistema americano). Por seu lado, Joskow (2000) salientou que o processo altamente politizado do investimento, as incoerências nas escolhas da tecnologia, da construção e da manutenção, as dificuldades de regulação e de estabelecimento de preços foram alguns dos factores que mais suscitaram a necessidade de reestruturar a indústria. Podendo a concorrência corrigir estas anomalias e dinamizar a eficiência, natural se tornava introduzi-la na produção de electricidade.

### 2.1.2. O que a crise californiana nos ensinou

A Califórnia, o maior estado em população e em peso económico dos Estados Unidos da América, é um dos símbolos da era pós-industrial, do progresso tecnológico e da nova economia. Em 1999, o PIB da Califórnia ascendia a 1,2 mil milhões de dólares, cotando-se como a sexta economia mundial, equiparável à do Reino Unido. Todavia, a despeito de toda esta riqueza e poder, a Califórnia esteve submetida a uma grave crise de energia eléctrica, com racionamento, cortes frequentes e preços exorbitantes, o que em 6 de Abril de 2001 levou à falência a maior empresa distribuidora do Estado, a *Pacific Gas and Electric Corporation* (PG&E).

#### 2.1.2.1. Caracterização dos acontecimentos

Duas grandes administrações têm a seu cargo a gestão do sector eléctrico da Califórnia: a CPUC (*California Public Utilities Commission*), instituição reguladora, e a CEC (*Californian Energy Commission*), entidade incumbida da política energética do Estado. A Califórnia é no universo dos estados dos EUA o segundo consumidor de energia, o décimo primeiro consumidor de electricidade e o segundo consumidor de gasolina. No entanto, está muito dependente do exterior para o seu aprovisionamento, pois a produção local (com um parque industrial já antigo) cobre apenas cerca de 75% do consumo, sendo que a proveniência da restante se reparte por estados situados mais a norte, 11%, e por estados localizados a este, 14%. Os preços da electricidade foram sempre relativamente elevados e desde longa data o Governo desejou a sua diminuição.

A reforma do sector eléctrico teve início entre 1994 e 1996, com participação activa de todos os *lobbies* interessados, seguindo a tradição americana. O sistema que dela saiu resultou num compromisso complexo, ao pretender que cada parte pudesse obter alguma forma de satisfação: os pequenos consumidores viram os preços descerem efectivamente cerca de 10% com a garantia de um limite superior (*price-cap*), enquanto os operadores, obrigados a ceder as suas centrais, beneficiaram com a obtenção de um valor três vezes superior ao valor contabilístico, dada a procura significativa por o pioneirismo da desregulação se revelar um forte atractivo. Na realidade, a concorrência foi introduzida em larga escala (todos os consumidores foram considerados elegíveis

apesar da existência de um preço-limite para a maioria dos consumidores domésticos) e um número de mercados bastante sofisticados, dotados de ferramentas informáticas da última geração, entrou em acção. Porém, o mercado grossista, em falência, acabou por cessar a sua actividade.

A legislação desreguladora aprovada por unanimidade pela assembleia legislativa estatal prometia uma redução de 20% nos preços de electricidade para 2002. Os preços para os consumidores finais deveriam ficar congelados cerca de 50% acima da média nacional durante um prazo máximo de 4 anos (1998-2002). Neste período, os consumidores foram solicitados a contribuir para o pagamento dos activos «encalhados» das principais empresas privadas de electricidade, que ascendiam a milhares de milhões de dólares de maus investimentos em centrais nucleares. Até ao início de Março de 2001 os consumidores da Califórnia já tinham pago 17 mil milhões de dólares às distribuidoras privadas de electricidade, de acordo com as condições estabelecidas.

A desregulação exigia ainda às distribuidoras que vendessem as instalações produtoras de electricidade (excepção feita a algumas centrais hidroeléctricas e nucleares). Em 2000 onze empresas independentes que monopolizavam a produção eléctrica neste novo ambiente desregulado haviam posto fora de serviço quase um quarto da capacidade produtora total do estado sob o pretexto de «manutenção e reparação». Ao mesmo tempo deixavam de investir suficientemente em novas centrais, implicando escassa oferta de energia, apesar da procura de electricidade em 2000 continuar similar à de 1999. Esta situação levou ao aumento dos preços grossistas de electricidade e ao incremento dos lucros dos produtores.

As duas principais distribuidoras, a PG&E e a *Electric Company and Southern California Edison* (SCE), foram forçadas a pagar preços grossistas mais elevados pela energia que compravam e em Janeiro de 2001 encontravam-se em débito para com os fornecedores, revelando-se incapazes de conseguir electricidade em quantidade suficiente para satisfazer os clientes, o que originou cortes de energia em série. É significativo que Los Angeles tenha sido relativamente poupada pela crise da energia eléctrica. A explicação para tal facto reside na circunstância de a distribuidora municipal não ter sido desregulada, retendo as suas próprias fontes de produção, tendo até conseguido realizar excedentes de capacidade energética para venda a outras partes do Estado.

No entanto, para *Wall Street* e para as empresas eléctricas a única resposta para a crise consistiria em liberalizar ainda mais o mercado, através do aumento do tecto das tarifas aos consumidores<sup>14</sup>. Somente com preços muito mais elevados para os consumidores finais, argumentavam, as empresas seriam capazes de recuperar custos e produzir excedente económico necessário para investir em novas centrais eléctricas. Naturalmente os consumidores da Califórnia contestaram tal lógica, condenando a própria desregulação e propondo uma re-regulação de todo o sistema eléctrico.

Com repercussões cruciais para o processo de desregulação e de reestruturação da indústria da electricidade, não só nos restantes estados dos EUA, como também em muitos países do resto do mundo, a crise vivida entre 2000 e 2001 na Califórnia

---

<sup>14</sup> Para que os preços aos consumidores ficassem sujeitos às mesmas regras dos preços de produção, que não eram alvo de qualquer limite.

ocupou durante meses inúmeros especialistas. Iniciada em Junho de 2000, caracterizou-se pelos factores primordiais seguintes:

- preços de electricidade no mercado *spot* extraordinariamente elevados que levaram os custos totais de energia a decuplicar os níveis históricos;
- quebras de energia e consequentes cortes (vulgo, apagões) dentro do Estado;
- falência da maior empresa, a PG&E (a *utility*, que não a empresa mãe), de um número significativo de pequenos produtores que não foram pagos e encerramento da *California Power Exchange*.

Estes factos, em conjugação com características geográficas e sócio-industriais, explicam o extraordinário impacto que teve no resto do país a crise energética que o estado da Califórnia atravessou.

Se os preços atingiram níveis elevados sobretudo durante as horas de maior procura (Verão de 2000), após Novembro eles permaneceram elevados a qualquer hora. O custo total de energia aumentou de um valor médio de \$33/MWh em 1998 e 1999 para \$317/MWh em Dezembro de 2000 (veja-se a figura 2.1). Os custos do mercado grossista de electricidade subiram de 7 biliões de dólares em 1999 para 27 biliões em 2000 (Hunt, 2002). O aumento repentino e significativo do preço do gás, de que a indústria eléctrica californiana é muito dependente, e a circunstância de se terem verificado temperaturas anormalmente elevadas nesse Verão contribuíram também para o agravamento da situação.

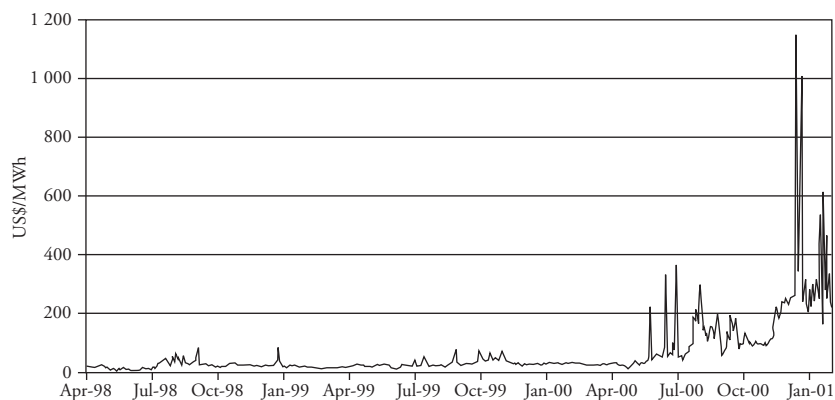


Figura 2.1 - Preços médios diários do mercado californiano durante a crise

Fonte: CAISO<sup>15</sup>

A crise foi título dos jornais durante os meses de Inverno de 2000 a 2001 e fez parar a reestruturação da indústria no resto do país, tendo-se repercutido ainda em muitas

<sup>15</sup> *California Independent System Operator*.

das reformas em curso noutros lugares do mundo. Com o aproximar do Verão todas as projecções apontavam para um ainda maior agravamento da situação. Finalmente, três medidas (em conjugação com a ajuda de temperaturas amenas) colocaram um travão à crise:

- o Estado tomou a seu cargo a compra de energia em nome das *utilities* e assinou contratos no valor de 34 biliões de dólares, a 20 anos, a preços muito elevados;
- a FERC (*Federal Regulation and Oversight of Energy*) impôs limites de preços para o mercado grossista de todos os vendedores das interligações oeste, limites que iriam permanecer até Setembro de 2002 e que equivaliam ao custo marginal da unidade mais cara a operar na Califórnia;
- os preços para os consumidores residenciais foram aumentados em média 19%.

De repente, em Julho de 2001 a imprensa anunciava que a crise estava debelada.

Apesar de muitos analistas se revelarem peritos após os eventos, nunca nenhum previu publicamente um tal conjunto de resultados, mesmo em 2000. O sistema funcionou durante dois anos antes da crise e poderia até ter chegado a 2002, altura em que seriam encerrados os acordos de transição. De facto, não fora o azar do Verão ter sido demasiado quente em todo o oeste americano e simultaneamente ter ocorrido o súbito aumento do preço do gás, a desregulação da Califórnia poderia ter redundado num exemplo de sucesso. O quadro 2.1 sintetiza cronologicamente os acontecimentos mais relevantes relativos ao que acabou de se referir.

**Quadro 2.1** - Cronologia dos acontecimentos na Califórnia

Data	Acontecimento
1978	A PURPA introduz os primeiros princípios de mercado livre na indústria da electricidade.
1992	O <i>National Energy Policy Act</i> confere à FERC a autoridade de conferir às <i>utilities</i> livre acesso ao sistema de transmissão.
1994	O CPUC edita o <i>Blue Book</i> que planeia desregular a indústria da electricidade na Califórnia.
Agosto 1996	A Legislatura Californiana aprova a lei AB1890 que reestrutura a indústria da electricidade.
31 Março 1998	Arranque da desregulação na Califórnia.
Julho 1999	San Diego torna-se a primeira zona da Califórnia a completar o período transitório para a concorrência desregulada a retalho.
Mai 2000	Começo da subida sem precedentes dos preços grossistas. PG&E e SCE acumulam dívidas à medida que o Verão avança.
Junho 2000	Os consumidores de San Diego são confrontados com facturas cada vez mais altas.
14 Junho 2000	Série de apagões na <i>Bay Area</i> devido à onda de calor e à ruptura das centrais locais de energia.
6 Setembro 2000	A legislação congela preços para os consumidores domésticos e pequenos comerciantes, com retroactivos a 1 de Junho de 2000.
5 Dezembro 2000	O ISO ( <i>Independent System Operator</i> ) pede aos habitantes para atrasarem a ligação das tradicionais luzes de Natal.
7 Dezembro 2000	O ISO lança o estado de emergência III.

Data	Acontecimento
13 Dezembro 2000	O Secretário da Energia ordena às empresas produtoras que vendam energia à PG&E e à SCE.
15 Dezembro 2000	A FERC - ordena a eliminação dos requisitos para compra e venda de energia através da CPX ( <i>California Power Exchange</i> ), permitindo contratos bilaterais de longo prazo; - implementa um preço limite de \$150/MWh; - exige um novo ISO para 21 de Janeiro de 2001.
3 Janeiro 2001	A Legislatura reúne em sessão extraordinária sobre energia.
4 Janeiro 2001	A CPUC aprova o aumento de emergência de 1c/KWh durante 90 dias para os consumidores da PG&E e da SCE.
17 Janeiro 2001	<i>Ratings</i> de crédito da PG&E e SCE caem para níveis das <i>junk bonds</i> ; o ISO ordena que pela primeira vez se proceda a interrupções de energia; O Governador declara o estado de emergência e manda o DWR comprar energia em nome da PG&E e da SCE.
18 Janeiro 2001	Segundo dia de interrupções de energia.
19 Janeiro 2001	O Governador assina legislação autorizando o DWR a comprar energia em nome da PG&E e da SCE, por um período de 12 dias.
24 Janeiro 2001	O ISO é substituído por uma comissão independente de 5 membros.
30 Janeiro 2001	A PX suspende transacções nos mercados.
1 Fevereiro 2001	O Governador assina a ABIX, autorizando o DWR a entrar em contratos de longo prazo para compra e venda de electricidade e a CPUC a suspender a concorrência a retalho; o Estado começa a despende cerca de 2 milhões de dólares por hora e planeia emitir obrigações no valor de 10 biliões (mais tarde aumentado para 20 biliões).
1 Março 2001	O ISO alega que as geradoras cobraram a mais aos consumidores 4550 milhões de dólares nos meses de Dezembro e Janeiro, solicitando à FERC que os reembolse.
9 Março 2001	A FERC exige às geradoras que justifiquem os seus preços ou que reembolsem 55 milhões de dólares pelo mês de Fevereiro.
19-20 Março 2001	Primeira série de cortes sequenciais de energia em todo o Estado.
22 Março 2001	O ISO estima que entre Maio de 2000 e Fevereiro de 2001 as geradoras manipularam o mercado e cobraram a mais 6,3 biliões de dólares.
6 Abril 2001	A PG&E declara falência, após remunerar 6000 trabalhadores com um bónus no montante de 50 milhões de dólares.
14 Maio 2001	A FERC anuncia medidas regulatórias que aumentam a segurança do fornecimento de energia e incentiva o aumento da capacidade de produção das hidroeléctricas já licenciadas.
16 Maio 2001	É criada a <i>California Consumer Power and Conservation Financing Authority</i> , com poderes para construir, deter e gerir instalações de energia eléctrica e financiar projectos de conservação de energia.
22 Maio 2001	São encurtados os prazos de análise de novas instalações e de ampliação das já existentes (lei SB28X).
Junho 2001	Os consumidores residenciais da PG&E e da SCE vêem os preços da electricidade aumentar até 80%, consoante o seu escalão; os consumidores comerciais sofrem aumentos de 34 a 45%; os consumidores industriais sofrem aumentos a uma taxa média de 50%; os preços para a agricultura crescem entre 15 e 20%; as novas tarifas têm início em 1 de Junho de 2001.
19 Junho 2001	A FERC expande o seu plano de monitorização do mercado e de controlo dos preços. O preço de mercado passa a ser calculado de modo a reflectir o custo marginal de substituição do gás usado na produção, baseado nos preços do gás fornecidos em três mercados <i>spot</i> da Califórnia.
Março 2002	Continuam a ser tomadas inúmeras medidas para reverter danos causados e para melhorar o desenho regulatório.

No Verão de 2003 os EUA (e também o Canadá) voltam a sofrer uma forte ruptura de fornecimento de electricidade, ilustrada na figura 2.2, que indicia que a reestruturação do sector energético americano está longe de ter sido um processo isento de acontecimentos perturbadores.

#### 2.1.2.2. Possíveis ensinamentos para o caso português

Serão as questões suscitadas pelo mercado de energia da Califórnia uma antecipação de algo que possa ocorrer em Portugal logo que se inicie o processo de desregulação do sector eléctrico nacional? Apesar de isso ser pouco provável pelas características do mercado, da indústria e da actuação da regulação europeia, não se devem menosprezar os ensinamentos do caso californiano.



Figura 2.2 - Apagão de Nova Iorque-Toronto (fotografia de satélite)

Fonte: EU DGTREN

De modo simplificado podemos resumir que o Estado da Califórnia enfrentou problemas em relação aos serviços de energia eléctrica devido a um desfasamento grave entre preços de produção e de distribuição. A causa primordial deste evento residiu na ausência de sintonia entre procura e oferta num mercado eléctrico local em que a velocidade de crescimento da procura superou em larga escala a da oferta.

Em 1996 a Legislatura da Califórnia aprovou por unanimidade as regras para a desregulação gradual do mercado de electricidade, permanecendo no entanto sob controlo estatal os preços para os consumidores, a pedido das próprias distribuidoras. A lógica subjacente a tal pleito assentava no objectivo de pugnar pela protecção contra



uma possível e acentuada quebra de preços provocada pelo mercado livre. Neste ponto há que ressaltar o facto verdadeiramente responsável pela situação calamitosa vivida: a desregulação parcial do sector.

Quando o sistema era regulado, a margem de lucro das empresas era previsível. Terminada a garantia representada pela presença do Estado na condução do sector e geradas incertezas sobre a procura de energia, as empresas deixaram de investir na construção de novas instalações. A falta de investimento em produção, que perdurava há dez anos, veio acompanhada de um acelerado desenvolvimento económico da região que superou de longe as expectativas de 1996.

Tal cenário, composto por um mercado livre de um lado – preços de produção – e regulado do outro – preços ao consumidor –, por via do acelerado crescimento da procura de energia e do desincentivo a novos investimentos culminou com a mencionada situação de ruptura. As empresas locais de distribuição viram-se aprisionadas entre a impossibilidade de transferir custos para o consumidor e a obrigatoriedade de recorrer à livre negociação no mercado grossista – de oferta restrita – para garantir o seu suprimento.

Esta crise mostra que o mercado não foi capaz de ajustar a oferta e a procura do serviço de energia eléctrica. Mostra ainda que os órgãos reguladores não agiram em conformidade quando a procura começou a crescer mais depressa do que a oferta. Deveriam ter actuado no sentido de alertar os consumidores para ajustarem o consumo ou ter contribuído para estimular o aumento da capacidade de produção.

A responsabilidade da falência do processo de desregulação do mercado de energia da Califórnia não recaiu sobre o processo em si, mas sobre a sua má condução. Neste sentido, as Autoridades Portuguesas devem prestar atenção para que por cá não se recriem eventuais obstáculos regulatórios à entrada de novos investidores em produção similares aos ocorridos na Califórnia. Esta havia-se tornado o primeiro Estado a reestruturar a sua indústria de electricidade ao abrir o desregulado mercado grossista em 31 de Março de 1998. Porém, na segunda metade de 2000 preços elevados e extremamente voláteis levaram a que muitos concluíssem ser disfuncional uma tal desregulação.

Existiam diversos mercados em que os agentes podiam negociar por grosso a electricidade. Os dois maiores eram a *California Power Exchange*, mercado *forward* do dia anterior, e o CAISO, mercado *spot* em tempo real, conhecido como o mercado de desvios (*imbalance*). Uma vez que ambos os mercados, *forward* e *spot*, permitiam negociar o mesmo produto a ser entregue nos mesmos locais e estavam abertos à maioria dos mesmos agentes seria de esperar que na ausência de barreiras institucionais não surgissem diferenças de preços significativas e persistentes entre eles.

Tal como qualquer mercado de futuros ou *forwards*, a *California Power Exchange* permitia aos participantes a cobertura do risco contra a volatilidade do mercado à vista e fornecia sinais para os preços *spot* estimados. Facultando um sinal do preço *spot*, o mercado PX (*power exchange*) do dia anterior facilitava o planeamento óptimo das operações de curto prazo das empresas produtoras de electricidade. Se os preços *forward* fossem estimadores imperfeitos dos preços *spot*, o mercado seria pouco eficiente nessas funções. Por exemplo, uma produtora com custos elevados poderia estar a operar e a vender o seu *output* enquanto outra central, mais barata, não laborasse. Borenstein *et al.* (2001) utilizaram o diferencial de preços ISO-PX (*spot*-futuro) como forma de descrever o desempenho dos mercados de electricidade da Califórnia. Apesar

de estes mercados funcionarem sujeitos a quadros institucionais muito diferentes e segundo conjuntos distintos de regras de mercado, eles são fundamentalmente mercados para o mesmo produto: uma unidade de energia eléctrica a ser consumida a uma dada hora, num dado local da rede. O nível de convergência dos preços entre estes dois mercados é pois um indicador da capacidade das empresas ultrapassarem barreiras institucionais de informação a fim de se conseguir uma troca eficiente. No caso da Califórnia persistiram significativas diferenças de preços entre a PX e o ISO que se podem interpretar de duas maneiras. E numa delas, concluíram os autores, é que muitas alterações regulatórias e estruturais introduzidas no mercado atrofiaram a capacidade das empresas preverem com suficiente precisão as diferenças de preços. Saliente-se que a presença de algumas empresas suficientemente preparadas para detectar negócios lucrativos não é garantia bastante de convergência dos preços: os mercados necessitam de um número suficiente de empresas sofisticadas cujas actividades de negócio, conjugadas, façam os preços convergir.

Extrapolando possíveis antecipações para o cenário ibérico, há que ponderar bem a extrema complexidade dos mercados de electricidade e ter presente que a maioria dos participantes activos tem limitada experiência para negociar em ambiente desregulado.

Outra interpretação provável, pelo menos para a divergência de preços inicial ocorrida no Verão de 2000, pode ser atribuída à tentativa de exercício de poder de monopsonio por parte dos maiores compradores de electricidade.

Apesar de poderem justificar divergências iniciais, estas interpretações não explicam por si só a sua persistência. Um negociador mais atento poderia ter ganho com as diferenças de preços. Com negociadores em número suficiente quaisquer tentativas de induzir e lucrar através da insistência na diferença de preços acabariam por ser minimizadas pelas forças de arbitragem. Todavia, esta aprendizagem não decoreceu com a velocidade desejável para que os preços pudessem convergir antes do encerramento do mercado futuro.

É verdade que o sistema de electricidade da Califórnia estava desprovido de incentivos à economia de consumo de energia. Os preços regulados pagos pelos cidadãos e pelas empresas não acompanharam as variações, altas ou baixas, dos preços no mercado grossista. Assim, numa situação de escassez rígida, com o preço da electricidade por grosso muitas vezes mais elevado do que o normal, os cidadãos não dispunham de qualquer incentivo para reduzir o consumo. Foi esse um dos principais motivos por que os apagões (*rolling blackouts*) aconteceram.

Afinal, o problema mais relevante não residiu na ocorrência de interrupções no fornecimento de electricidade, mas na efectiva falência das distribuidoras de energia. A sua situação financeira degradada contribuiu também indirectamente para a ocorrência de cortes energéticos, devido à dificuldade que tiveram em saldar os débitos aos fornecedores. O mercado grossista também ajudou a reduzir o fornecimento: as companhias geradoras descortinaram um claro incentivo para produzir menos do que podiam, pois assim procedendo o preço do seu produto tendia a subir. A imposição temporária de um limite para os preços no mercado grossista teria aliviado a pressão financeira e ajudado a melhorar o sistema.

Muito antes de novos mercados retalhistas terem começado a operar na Califórnia era já largamente reconhecido que o poder de mercado da oferta pode originar um

problema nos mercados desregulados em geral (Joskow e Schmalensee, 1983, Joskow, 1997) e da electricidade, em particular (Borenstein e Bushnell, 1999). Diversos estudos, utilizando informação e técnicas empíricas distintas, analisaram o comportamento dos preços na Califórnia durante o Verão de 2000, tendo chegado a conclusões muito similares, dentre as quais se destaca o facto de se ter registado um significativo poder de mercado nos preços do mercado grossista (Joskow e Kahn, 2002).

Sendo o poder de mercado um problema potencial, torna-se necessário encontrar métodos que diagnostiquem a sua presença e adoptar mecanismos de redução da sua grandeza sempre que os custos sociais resultantes da sua prática sejam significativos. Ignorar os problemas oriundos do exercício do poder de mercado não é opção realista, ainda que a capacidade de diagnóstico e de valorização estejam sujeitas a numerosas incertezas e sejam utilizadas ferramentas e métodos os melhores possíveis.

## 2.2. O pioneirismo do Reino Unido

Os protagonistas da reestruturação da indústria da electricidade britânica costumam auto-intitular-se de pioneiros, menosprezando transformações ocorridas no Chile já desde a década de 70 ou ignorando o facto de os noruegueses terem vindo há algum tempo a expandir gradualmente o seu negócio entre empresas. De qualquer modo, os britânicos foram inovadores ao apresentar em 1988 o *White Paper* que traçava as linhas mestras da reestruturação do sector eléctrico e serviu de ponto de partida para um longo e faseado processo de transição, que se expõe brevemente na subsecção seguinte.

### 2.2.1. Evolução da estrutura sectorial

A reestruturação ocorrida no Reino Unido, mais propriamente em Inglaterra e Gales, atingiu o auge durante as décadas de 80 e 90 e foi em parte impulsionada por uma solução de compromisso ideológico entre o minimizar o papel do Estado e o desejo de angariar fundos (Hunt, 2002). Na altura da reforma as vendas de energia cresciam apenas 2% ao ano e a procura de ponta (*peak demand*) era praticamente estática. Todavia, o *Central Electricity Generating Board* (CEGB) havia solicitado vultosos fundos para financiar recursos destinados a um gigantesco programa de investimentos em energia nuclear, a fim de substituir a *British Coal*.

Antes da reestruturação, o CEGB detinha completo monopólio da produção e transmissão. Produzia, comprava, vendia e distribuía electricidade a doze áreas regionais. Por sua vez, estas detinham o monopólio do retalho e da distribuição aos consumidores.

De modo a induzir concorrência, a produção do CEGB foi separada da transmissão e dividida por várias empresas para as quais o Governo transferiu activos e pessoal anteriormente afecto ao CEGB. Este processo de criação *vesting* (traduzido aqui por privatização) teve o seu arranque em 31 Março de 1990 (Green, 1999).

Surgiram então três empresas de produção: a *National Power*, a *PowerGen* e a *Nuclear Electric* que de início detinham 91% da produção total, o remanescente ficando a cargo de produtores independentes de energia, a cogeneradores e às interligações com a França

e a Escócia. A entrada para a indústria era realizada de modo simples e as *Regional Electric Companies* (RECs) encorajadas a estabelecer contratos com novos produtores. Até 1993, os preços para os consumidores estavam sujeitos ao sistema *price-cap*; depois de 1993, o custo dos contratos podia ser transferido para os consumidores, embora a partir de 1996 este procedimento tenha passado a estar sujeito a algumas restrições.

Foi ainda constituída a *National Grid Company* (NGC) que detinha a propriedade e o controlo da rede de transmissão. A NGC, simultaneamente Operador do Sistema e proprietária da transmissão, tornou-se o Operador do Mercado, seguindo regras delineadas pela bolsa, uma organização distinta. Empresa de âmbito nacional, a NGC funciona como um monopólio na construção de novas linhas<sup>16</sup>, uma vez que não existindo relevante crescimento da procura nem vincada necessidade de mais linhas, a amplitude da sua actuação nunca foi testada.

Com os contratos *vesting*, as doze áreas regionais transformaram-se em doze empresas regionais, as RECs. Em Dezembro de 1990 estas empresas foram privatizadas, ficando o Governo na posse da *golden share* (minoría de controlo) até Abril de 1995<sup>17</sup>. Após esta data sucedeu-se uma série de fusões e aquisições, o que permitiu aos proprietários das RECs a detenção das chamadas *multiutilities*, empresas com interesse prioritário na produção e em empresas americanas. A alteração mais significativa refere-se à fusão de algumas RECs com empresas de produção: *Manweb* (*ScottishPower Energy*), *East Midlands* (*PowerGen*) e *Southern Electric* (fundida com a *Scottish Hydro*). A *National Power* passou a dominar o negócio a retalho da *Midlands Electricity* (MEB) através de uma complexa rede de contratos. A *British Energy* passou a deter o negócio retalhista da *South Wales*, mas foi de seguida vendida à *London Electricity* (entretanto comprada pela EDF).

Em Inglaterra e Gales as regras da bolsa estipularam mecanismos para a comercialização da electricidade a curto prazo e para um preço à vista (*spot*). Os *New Electricity Trading Arrangements* (NETA) sucederam às regras da bolsa em Março de 2001. Segundo as regras antigas, 80 a 90% da electricidade negociada era coberta por contratos bilaterais de médio e longo prazo, estruturados sob a forma de contratos para as diferenças (*Contracts for Differences*). Os outorgantes de tais contratos celebravam frequentemente acordos entre si, à revelia dos procedimentos bolsistas.

No que se refere à regulação, foi criado o *Office of Electricity Regulation* (OFFER), um regulador independente que em 1998 se juntou ao do gás, passando a denominar-se *Office of Gas and Electricity Markets* (OFGEM).

A regulação é realizada através de licenças indispensáveis para que as empresas operem. O preço que as empresas reguladas cobram constitui uma cláusula inclusa na licença, pelo que cada vez que o preço varia o mesmo acontece à correspondente cláusula. Sendo a promoção da concorrência uma das funções do regulador, este tentou introduzi-la controlando o poder de mercado através da revisão das licenças dos produtores. Mas este intento saiu gorado porque os produtores apelaram para a comissão de concorrência, que os apoiou, tendo assim contribuído para o fracasso da missão do OFGEM (OFGEM, 2000).

<sup>16</sup> Embora não sejam proibidas empresas concorrentes na transmissão, nenhuma licença foi emitida para tal efeito.

<sup>17</sup> A *golden share* visava evitar a aquisição por outras empresas.

O regulador estabelece também os preços para os intervenientes no monopólio de transmissão e distribuição, aplicando a fórmula tarifária  $RPI - X$  (*vide* subsecção 1.1.6). A aplicação desta metodologia tem-se revelado polémica no que se refere à parcela  $X$ , pois pelo menos a partir da revisão de 1994 o regulador fez baixar os preços para aquém de limites que as empresas consideravam justos, estipulando em 3% abaixo da taxa de inflação o valor da redução de eficiência anual para todas as RECs.

Em 1990 era esperado, devido ao excedente de capacidade, que o mercado de energia oferecesse preços abaixo das tarifas existentes. Este facto traduzir-se-ia numa perda de valorização das empresas e em preços de venda inferiores. Com efeito, a valorização das centrais de produção estava estimada em £5 biliões, se bem que registada na contabilidade em £25 biliões. Apesar do Governo ter anulado parte deste valor contabilístico excedentário, foram implementadas quatro determinações com o objectivo de recuperar os custos da transição para a concorrência, a saber:

- só os grandes consumidores poderiam comprar ao preço de mercado nos primeiros 4 a 8 anos; para os consumidores mais pequenos vigorariam os preços antigos;
- apenas 60% das empresas de produção foram de início vendidas ao preço baixo, justificado pelos preços de mercado (as restantes 40% foram vendidos anos mais tarde quando desapareceu o excedente de capacidade a um preço muito mais elevado);
- foi instituída uma taxa de 10% sobre todas as vendas, de modo a pagar alguns dos *stranded costs* das centrais nucleares;
- foram aumentadas as taxas das empresas de distribuição e transmissão (reduzidas apenas alguns anos mais tarde).

De início, três produtores controlavam mais de 90% do mercado, tendo o seu domínio sido reduzido para 49% em Março de 2000 e continuado a decrescer potenciado depois pela venda de 6000MW da central a carvão pela *National Power* e pela *PowerGen* ao *Eastern Group*.

Entretanto novos entrantes construíram centrais de baixa potência. Apesar dos dois grandes produtores (*National Power* e *PowerGen*) deterem apenas 33% do *output*, eles ainda controlavam a maior parte das centrais de média potência que determinavam o preço de mercado, entre si estabelecendo os preços em mais de 51% das horas.

Esta situação levou a que o regulador propusesse regras mais restritas para o controlo do poder de mercado.

Uma contrariedade invulgar preocupava o regulador, pois ainda que os custos baixassem os preços não diminuía na mesma proporção. O OFGEM informou que todos os custos de *input* dos produtores haviam caído significativamente desde a privatização: os custos de capital 40%, os preços *spot* do gás 50%, os preços do carvão 28%. Não obstante, de 1993 a 2000 o verdadeiro declínio de preços em bolsa foi apenas de 2,1% ao ano.

### 2.2.2. Da *Pool* aos NETA: poder de mercado ou regras de mercado?

A transição do sistema de *Pool* para os NETA surgiu como resposta à questão de dilucidar o factor que estava na origem da dominância do produtor: se o grau de concentração na produção, se as regras de mercado. O primeiro factor seria motivador da necessidade de diversificação da propriedade dos activos, o segundo seria impulsionador das alterações das regras de mercado.

Currie (2002) defende, não desprezando a importância de ambos os factores, que a reforma das regras de mercado é crucial para a obtenção de um mercado «bem ordenado». Enquanto membro do OFGEM, Currie reconhece duas virtudes aos NETA: primeiro, este novo tipo de contratos direcciona o mercado da electricidade para uma situação normal; segundo, origina uma estrutura de governação facilmente ajustável.

As deficiências da *Pool* foram detalhadamente analisadas por vários autores, tendo ficado bem documentado que o processo de privatização que lhe esteve associado favorecia a manipulação dos preços pelos grandes produtores (Armstrong *et al.*, 1994, Von der Fehr e Harbord, 1993, Wolak e Patrick, 1996, Wolfram, 1998). A questão principal prendia-se com a origem deste poder, sendo normalmente identificadas duas fontes: posições de mercado dominantes e regras específicas da *Pool*.

Com a privatização, o mercado de produção passou a ser dominado pela *National Power* e pela *PowerGen*.

Como se pode observar no quadro 2.2, as quotas de mercado destas duas empresas desceram consideravelmente, embora continuem a ter peso dominante nos submercados de procura intermédia e de ponta que normalmente determinam o preço uniforme da *Pool* (sistema de preço marginal) a que a toda a produção é paga. Este problema de dominância resultava das regras da *Pool*.

**Quadro 2.2 - Evolução das quotas de mercado das empresas produtoras em I&G**

Empresa produtora	1989/90	1990/91	1997/98	1998/99	1999/00	Set. 2000
<i>National Power</i> / <i>Innogy</i>	48	45,5	21,0	21,1	17,5	11,1
<i>PowerGen</i>	30	28,4	19,6	17,7	15,3	14,7
<i>Nuclear Electric</i> / <i>Brit. Energy</i>	16	17,4	17,2	17,8	15,8	19,6
<i>French</i>	3,5	5,9	5,7	4,2	5,1	7,6
<i>Interconnector</i> / <i>EDF Scot.</i>	1,5	1,2	6,1	6,3	8,5	8,4
<i>Interconnector</i> / <i>Sp</i> / <i>SSE</i>						
<i>Edison</i> ME	0,5	0,6	1,4	1,5	5,0	5,4
Outros	0,5	1,0	1,0	0,5	0,9	0,7
Novos entrantes	-	-	10,3	12,4	14,4	13,6
<i>Eastern</i> / <i>TXU</i>	-	-	9,7	9,6	7,3	6,3
<i>Magnox Electric</i>	-	-	7,5	8,1	6,7	4,5
AES	-	-	0,5	0,8	3,5	8,1
<b>Total (%)</b>	100	100	100	100	100	100
<b>Output Total</b> (TWh)	256	266,8	287,1	294,5	293,5	137,9

Fonte: Littlechild, 2000

### Quadro 2.3 - Calendário das reformas no Reino Unido

Data	Acontecimento
Fevereiro 1988	O Governo publica o Livro Branco que descreve a estrutura da indústria.
1989	Aprovação do <i>Electricity Act</i> , base legislativa para a reestruturação.
Setembro 1989	Criação do OFFER como regulador independente.
31 Março 1990	A CEBG é dividida em NGC, <i>PowerGen</i> , <i>National Power</i> e <i>Nuclear Electric</i> ; são assinados centenas de <i>vesting contracts</i> ; são criadas 12 empresas regionais de electricidade, segundo áreas geográficas, passando a deter a propriedade da NGC.
1 Abril 1990	Arranque das operações em bolsa; abertura do comércio a retalho para potência superior a 1MW.
Dezembro 1990	Privatização das 12 empresas regionais.
Março 1991	Privatização de 60% da <i>National Power</i> e da <i>PowerGen</i> .
Abril 1994	É aberto o comércio a retalho para potências entre 100kW e 1MW.
Março 1995	Privatização de 40% da <i>National Power</i> e da <i>PowerGen</i> .
Abril 1995	Início de fusões e <i>takeovers</i> , fruto da caducidade das <i>golden share</i> das empresas regionais.
Dezembro 1995	Privatização da NGC.
Julho 1996	Privatização da <i>British Energy</i> (moderna central nuclear, excluindo <i>Magnox</i> ).
1995-1996	Primeira fase de despojamento da <i>National Power</i> e da <i>PowerGen</i> (para a <i>Eastern Electricity</i> ).
Setembro 1998-Junho 1999	Abertura faseada da concorrência para consumidores abaixo dos 100kW.
1999	Segunda fase da venda da <i>National Power</i> e da <i>PowerGen</i> (para diversos proprietários).
2000	Conjugação da regulação da electricidade e do gás através do <i>Utilities Act</i> , sob a alçada do OFGEM.
2001	Substituição da <i>Pool</i> pelos NETA.

Fonte: Hunt, 2002

77

### 2.3. A experiência dos países nórdicos

A Noruega foi o primeiro país escandinavo a encetar o processo de reforma em consequência da existência de uma estrutura industrial mais pluralista do que a da Califórnia ou do Reino Unido (Midttun, 1997). Antes da reestruturação, os dois maiores produtores não chegavam a oferecer 40% da produção nacional e nem estavam integrados com a distribuição. O sector remanescente, integrado (ou não) com a produção e a distribuição, consistia numa centena de produtores e duas centenas de distribuidores, de dimensões diversas, sendo que nenhum apresentava uma quota superior a 10% da dimensão do mercado nacional (100 TWh consumidos no seio de uma única zona de controlo do país). Um número significativo destas empresas pertencia desde então à *pool* nacional de trocas voluntárias. Nestas condições, a reestruturação industrial efectuada com a reforma de 1990 não afectou nenhum dos operadores. O maior dos produtores (35TWh) perdeu a propriedade e a exploração da rede de transporte.

O novo transportador independente então criado ficou com a propriedade e a exploração da *pool* nacional voluntária. Na Suécia, o segundo país escandinavo a empreender a reforma, a produção estava muito mais concentrada do que na Noruega, com cerca de 50% do mercado para o primeiro produtor (70TWh dos 140 TWh nacionais) e 5% para os três produtores seguintes.

A única inovação estrutural da reforma concorrencial sueca consistiu em permitir ao transportador independente a propriedade e gestão voluntária da *pool* e fundir este mercado grossista com o da Noruega para criar uma *pool* nórdica unificada, comum aos dois transportadores nacionais.

Em 1991 a Noruega implementou uma importante reestruturação do mercado da electricidade ao propiciar livre acesso às redes de transporte e de distribuição e introduzir a concorrência entre geradores, grossistas e retalhistas. A Suécia iniciou um processo análogo em 1996, ano em que foi aberto o mercado de transacção de energia entre a Noruega e a Suécia – a *Nord Pool*. Foram removidas as tarifas fronteiriças entre os dois países que se tornaram efectivamente um Mercado Único de Electricidade. Este foi mais tarde estendido à Finlândia e em 1999 iniciaram-se medidas de incorporação da Dinamarca. Embora subsistam algumas barreiras, o mercado nórdico integrado de electricidade é claramente emergente.

A Noruega foi o berço da *Nord Pool*, bolsa de energia nórdica que estabelece o preço *spot* da electricidade para a Noruega, Suécia, Finlândia e Dinamarca. Apesar de a região formada por estes países poder ser considerada um mercado único, persistem diferenças entre eles, sendo de destacar a Noruega como exemplo único de país com uma produção de energia flexível. Quase 99,5% da produção de energia deste país está assente na hidroprodução. De facto, o grande número de fiordes e montanhas, conjugado com a abundância de água, fez com que desde o início do século XX a Noruega pudesse construir uma vasta rede de electricidade e consolidar uma economia assente na indústria intensiva de energia. Este acesso à hidroenergia é praticamente único no mundo e permite uma variação extremamente flexível de produção: o nível produtivo pode ser alterado quase instantaneamente a um custo negligenciável (Bergman *et al.*, 1999). Não admira por isso que a Noruega tivesse sido um dos primeiros países a desregular o seu mercado energético. Desde 1971 que as várias empresas geradoras podiam negociar entre si num modo que viria a ser o precursor da *Nord Pool*, estabelecendo um preço *spot* baseado na energia marginal disponível. A reforma da indústria permitiu a livre escolha de fornecedor a todos os consumidores desde 1996, data do arranque da bolsa de energia que tinha surgido primeiro como *Stanett Marked*, em 1991.

Algo paradoxal no mercado norueguês é o facto de a entrada de novos produtores permanecer fortemente regulada. Reconhecendo o valor dos seus recursos naturais, o Governo elaborou muito cedo, 1917, o *Industrial Concession Act* e o *Watercourse Act*. Estas leis restringiam severamente a propriedade privada e a construção de novas centrais hidroeléctricas.

O novo modelo norueguês tem como principal objectivo introduzir a concorrência nos segmentos não considerados como monopólio natural, como é o caso da produção e comercialização de energia, e a promover um mais elevado de regulação onde a concorrência não for viável. Os principais aspectos das mudanças podem ser assim resumidos:



- introdução da concorrência na produção, no mercado grossista e nas vendas finais;
- livre acesso dos consumidores à rede básica de transmissão;
- separação da transmissão, produção e distribuição;
- introdução do *wheeling*<sup>18</sup> nos mercados retalhista e grossista;
- criação de um novo órgão regulador independente;
- introdução de mudanças na estrutura comercial com a figura da *Pool*;
- regulação da rede de transmissão, um monopólio natural;
- tarifas para a rede calculadas pelo nível de tensão.

O Governo não precisou de encetar um programa de privatizações para introduzir a concorrência, como ocorreu no caso britânico. Ao contrário, procurou preservar a estrutura existente e desenvolver mecanismos para induzir as empresas no mercado competitivo e paripasso fomentar a prática e a cultura da concorrência (Bergman *et al.*, 1999).

A concorrência é efectiva na produção, onde os produtores e os novos entrantes são incentivados a oferecer energia a preços mais baixos, uma vez que o mercado de comercialização é livre. Os consumidores tanto podem comprar energia no mercado grossista como na *pool*, directamente ao produtor ou até mesmo às distribuidoras, o que tem direccionado a reacção dos produtores para a procura de tecnologias mais baratas e dado azo a renegociações de contratos futuros.

Quadro 2.4 - *Mix* produtivo nos países nórdicos (2002)

Tecnologia	Dinamarca		Finlândia		Noruega		Suécia		Total	
Hídrica	0,0	0,0%	9,3	11,6%	106,0	98,8%	53,0	40,0%	168,3	46,3%
Nuclear	0,0	0,0%	21,8	27,3%	0,0	0,0%	65,5	49,4%	87,3	24,0%
Carvão	23,9	54,8%	18,2	22,8%	0,0	0,0%	2,5	1,9%	44,6	12,3%
Gás natural	9,9	22,7%	11,0	13,8%	0,3	0,3%	1,3	1,0%	22,5	6,2%
Petróleo	1,5	3,4%	1,9	2,4%	0,0	0,0%	4,0	3,0%	7,4	2,0%
Eólica	5,6	12,8%	0,1	0,1%	0,2	0,2%	0,6	0,5%	6,5	1,8%
Biofuel	2,4	5,5%	10,1	12,6%	0,0	0,0%	5,0	3,8%	17,5	4,8%
Outras	0,3	0,8%	7,5	9,4%	0,7	0,7%	0,7	0,4%	9,2	2,6%
Produção total	43,6	100%	79,9	100%	107,2	100%	132,6	100%	363,3	100%
Consumo total	35,0		84,8		115,1		145,5		380,4	

Fonte: Nord Pool, 2003

O sistema de transmissão consiste numa rede de transporte de blocos de energia para os consumidores, em que o acesso às redes é livre, dispondo os consumidores da opção de negociar na *pool* ou directamente com os produtores, estabelecendo contratos

<sup>18</sup> Comercializador de energia.

de curto ou longo prazo. Convém destacar que a *pool* representa cerca de 50% do mercado total. Um outro elemento importante refere-se à figura do *wheeling* que representa cerca de 3% de toda a distribuição de energia do país. O consumidor pode, por exemplo, estabelecer um contrato com o Operador do Sistema para ter acesso à rede e comprar energia aos produtores em qualquer ponto de conexão, o que permite ligar estes clientes à rede e a um produtor distante do respectivo mercado.

Na realidade, o modelo norueguês tem-se mostrado eficiente na medida em que os seus benefícios estão associados à redução dos preços do mercado grossista e à redução dos preços para os consumidores finais. Os custos de transacção da indústria, dada a manutenção da coordenação das actividades, têm-se mostrado menores e algumas barreiras à entrada têm sido eliminadas. Refira-se ainda que os elementos fundamentais da concorrência foram introduzidos sem alterar a filosofia da propriedade estatal.

#### 2.4. O contributo do caso espanhol

Sem uma análise detalhada da situação do sector eléctrico espanhol ficaria incompleto o estudo do funcionamento do futuro Mercado Ibérico de Electricidade, onde a articulação entre os sistemas de Portugal e de Espanha será determinante. Além disso, o caso espanhol é rico em exemplos de limitações na reforma do enquadramento regulatório em países com tradição de grande intervenção estatal e com sistemas reguladores opacos.

A indústria de electricidade espanhola constitui um importante e potencial mercado para a Europa e para empresas estrangeiras, pois é a quinta maior da União Europeia, com 56.753MW de capacidade instalada e 185.011MWh de consumo em 1999 (REE, 1999). Alberga duas das maiores empresas do mundo de produção de electricidade (Endesa e Iberdrola)<sup>19</sup>, com uma actividade exterior muito relevante, particularmente na América Latina. A sua reestruturação foi anunciada como um passo na direcção de maior concorrência e no contributo para um mercado liberalizado.

Todavia, Arocena *et al.* (1999) advogam que ela se tornou uma oportunidade perdida para a desejada introdução da concorrência. Argumentam estes autores que o caso espanhol apresenta algumas características específicas que lhe conferem um carácter distinto se comparado com reestruturações noutros países:

- é um dos mais concentrados mercados liberalizados, tanto a nível da produção como da distribuição;
- apresenta algumas distorções nas políticas de carvão e um monopólio quase total do mercado de gás natural;
- a energia hidroeléctrica tem um enorme peso na capacidade de energia instalada;
- é um país onde a estreita ligação Governo-indústria pode comprometer a reforma da regulação.

---

<sup>19</sup> A Endesa e a Iberdrola têm, cada uma, mais do dobro do número de clientes da maior empresa de Inglaterra e Gales e são o dobro da PG&E, a maior empresa americana do sector (CNSE, 1996).

### 2.4.1. O processo de liberalização

No final da década de 70 e início da de 80 era patente uma grave crise financeira na indústria eléctrica espanhola, fruto de um sobre-investimento fundado em estimativas demasiado optimistas acerca do crescimento da procura, que resultou em elevadas dívidas ao exterior. Com a subida das taxas de juro e a queda do valor da peseta as empresas do sector ficaram à beira da falência, não fora a intervenção estatal que consolidou as *utilities* municipais em dez empresas regionais verticalmente integradas e tornou a Endesa uma empresa de produção pura.

Este novo sistema consolidou-se no *Marco Legal Estable* (MLE) através do Real Decreto de 1538/1987 de 11 Dezembro de 1987. Foi formalmente aplicada uma tarifa nacional uniforme (diferenciada por volume e tipo de utilização) e o sistema caracterizou-se por um planeamento centralizado de investimentos a longo prazo. A introdução de um plano formal de investimentos podia ser encarada como um contrato entre Governo e empresas, onde aquele aceitava assumir os riscos associados aos investimentos em troca do controlo das decisões básicas de investimento.

A estabilidade financeira das empresas era garantida por uma tarifa baseada em custos. A cada *input* necessário à produção de energia era atribuído um custo *standard* e os rendimentos das empresas determinados pela soma dos seus custos *standard*, sem a consideração dos verdadeiros custos suportados. O sistema funcionava essencialmente como se de uma regulação tipo *price-cap* se tratasse, com fortes incentivos à redução de custos. O preço final da electricidade para os consumidores era determinado pela simples divisão dos custos totais globais do sector pela procura estimada. Ao contrário da moderna regulação *RPI - X*, não havia ajustamentos nos custos *standard* para potenciais melhorias de produtividade, que apenas eram actualizadas pelo *RPI*.

O começo da transição para um regime liberalizado ficou marcado pela primeira reforma legislativa de Dezembro de 1994, com a *Ley Orgánica del Sector Eléctrico Nacional* (LOSEN). Todavia, esta nova lei consistia num texto ambíguo que visando uma abordagem faseada para a reforma contemplava a coexistência da continuação de um mercado regulado a operar segundo as regras do MLE, com um segmento de mercado competitivo apoiado num mercado *spot*. Apesar desta disposição nunca ter sido implementada, o espírito de uma reestruturação gradual nela implícito permaneceu na lei actualmente em vigor, adoptada em 1997 por um Governo diferente. Da LOSEN resultou ainda a criação de uma instituição reguladora independente, a *Comisión Nacional del Sistema Eléctrico* (CNSE), actualmente *Comisión Nacional de Energía* (CNE), que tinha como principal função garantir a transparência do processo regulatório e a protecção dos interesses dos consumidores. Apesar da maioria das decisões finais continuar a pertencer ao ministro da tutela, a criação de tal agência constituiu uma inovação para a regulação espanhola, tradicionalmente dependente apenas do ministro da Indústria e de uma relação próxima e pouco clara entre este e as empresas de energia dominantes (Arocena, 2003).

As características principais da reestruturação sintetizam-se em três vertentes:

- completa liberalização da entrada na produção;
- introdução de um mercado *spot* concorrencial para o comércio grossista;
- progressiva liberalização da distribuição.

O mercado *spot* entrou em funcionamento a 1 de Janeiro de 1998, articulando um mercado diário que determinava o preço marginal para cada hora do dia seguinte com uma sequência de mercados intradiários, onde vendedores e compradores efectuavam as suas transacções de modo a gerir as discrepâncias entre os resultados do mercado diário e as suas necessidades em tempo real<sup>20</sup>.

Esta novidade deveria ter contribuído significativamente para o aumento da concorrência no mercado *spot*, mas o seu potencial pró-competitivo revelou-se muito limitado pela estrutura de mercado vigente durante o processo de liberalização.

Durante a década de 90 presenciou-se uma consolidação muito grande da produção de electricidade espanhola que culminou com a aquisição das principais produtoras regionais da Catalunha (FECSA) e da Andaluzia (Sevillana) pela Endesa, em 1997.

Apesar da entidade reguladora se ter oposto fortemente a este negócio, o Governo ignorou as preocupações referentes à estrutura da actividade de produção e optou por fortalecer a Endesa antes da sua privatização. Embora sustentasse que tal procedimento iria beneficiar a indústria espanhola no processo de globalização das economias, argumento que a teoria económica não defende, a verdadeira motivação repousava no grande encaixe monetário que adviria da privatização de uma empresa de maior dimensão.

Este problema de concentração do mercado espanhol foi ainda agravado por factores que impediram a rápida diluição do seu poder através da entrada de novos agentes no sector. Apesar da entrada na produção ter sido oficialmente liberalizada e muitas empresas anunciarem a intenção em entrar sustentadas em tecnologia de centrais de turbinas a gás combinado (mais baratas e menos poluentes), ainda existia controlo efectivo do investimento, fruto de aprovação administrativa por parte do Governo. A demora na obtenção das aprovações indiciava que podia não ser do interesse governamental abandonar o seu tradicional poder de controlo e de coordenação dos investimentos.

Outra potencial barreira à entrada concernia à política agressiva manifestada pelas empresas dominantes, com base em estratégias de integração vertical de investimentos em gás, facto que não constituiria preocupação maior se o mercado espanhol de gás natural fosse concorrencial. Todavia, a oferta de gás era controlada em 85% por uma única empresa, a Gas Natural, detida pela Repsol, uma grande companhia de petróleo. Esta dominância e o facto da Iberdrola e da Endesa terem realizado alianças estratégicas com a Repsol e a Gas Natural, respectivamente, restringiram o acesso de novas empresas ao mercado do gás, reduzindo assim o impacto da entrada baseada na tecnologia de turbinas a gás de ciclo combinado.

Por conseguinte, a conjugação da integração vertical com o atraso da liberalização da distribuição reduziu a pressão competitiva no preço *spot* da energia eléctrica. A completa integração vertical implica serem as mesmas empresas a actuar do lado da oferta enquanto produtoras, e do lado da procura enquanto retalhistas ou distribuidoras. Se as empresas possuírem quotas de mercado simétricas na produção e no retalho/distribuição, o preço *spot* acaba por se traduzir num simples mecanismo de transferência entre duas partes da mesma empresa.

---

<sup>20</sup> Durante algum tempo existiram 6 sessões diárias, prevendo-se que passassem a funcionar 24.

Na realidade, as assimetrias são relativamente pequenas no mercado espanhol, o que implica que o preço *spot* tenha apenas um impacto moderado nos lucros globais dos participantes e não se revele um bom transmissor de informação sobre as condições de oferta e procura. Além disso, as empresas verticalmente integradas podem tentar impedir a entrada de novas empresas geradoras lançando pedidos baixos para a bolsa. Este método não afecta grandemente os seus rendimentos, mas pode ser devastador para os potenciais entrantes.

O problema da compensação via os CTC também merece alusão. Todas as empresas a trabalhar de acordo com o MLE até 31 de Dezembro de 1997 teriam direito a receber uma compensação que reflectisse a diferença entre o rendimento médio obtido pelo regime de tarifa e a remuneração obtida segundo o mercado *spot*, com o pagamento a ser realizado num período máximo de dez anos. A lógica económica que justifica esta decisão fundamenta-se no conceito de *stranded assets*, investimentos a longo prazo em que as empresas não incorreriam se tivessem antecipado a futura introdução da concorrência na indústria e que não são recuperáveis no novo contexto. Contudo, os rendimentos perdidos não têm relação directa com os *stranded costs* que no fundo traduzem uma compensação às empresas pelo facto de deixarem de usufruir das rendas de monopólio, o que leva a que haja quem defenda que por isso não devem as empresas ser reembolsadas: o papel dos custos de transição deveria ser limitado à compensação das empresas por ficarem inesperadamente com activos desajustados (Arocena, 2003).

É no processo da reforma em si que residem as maiores lacunas do enquadramento regulatório espanhol. Deveria ter sido o regulador a avançar e a gerir as novas regras de regulação com a participação de todos os agentes interessados, nomeadamente os consumidores, e não apenas as empresas do sector. A distinção entre Governo e empresas de electricidade tornou-se particularmente difusa quando antes da privatização da Endesa um antigo membro do parlamento e ex-ministro foi nomeado presidente do seu conselho de administração. Factos que atestam este enviesamento favorecedor da indústria assentam também na rejeição por parte do Governo da maioria das recomendações da CNE sobre a estrutura vertical e horizontal do mercado, bem como dos pareceres acerca dos CTC.

#### 2.4.2. Organização geral do sector eléctrico

Com a promulgação da *Ley del Sector Eléctrico* e a entrada em vigor das inerentes políticas de desenvolvimento pôs-se em marcha no início de 1998 o funcionamento do mercado de produção de energia eléctrica, passando a estar liberalizadas as actividades de produção e comercialização, e reguladas as de transporte e de distribuição, bem como a gestão económica e técnica do sistema.

A actividade de produção de energia eléctrica (construção, exploração, modificação substancial ou encerramento de instalações) está sujeita a um regime de autorização administrativa e todas as instalações que tenham sido autenticadas devem inscrever-se no Registo Administrativo de Instalações de Produção de Energia Eléctrica do Ministério da Economia, condição necessária para poderem realizar ofertas no mercado de produção de energia eléctrica. Devem responder a princípios gerais de segurança

e fiabilidade com elevados padrões de qualidade de serviço e garantir o acesso a redes aos vários actores que integram o sistema.

O planeamento eléctrico da rede de transporte, com carácter vinculativo, é realizado pelo Governo por proposta do Ministério da Economia (por sua vez, sob proposta da *Red Eléctrica de España* (REE), como Operador do Sistema), com a participação das comunidades autónomas. A actividade de transporte é levada a cabo pelos transportadores, sendo a REE o principal, que é também o gestor da correspondente rede. A actividade de distribuição é realizada por distribuidores cuja finalidade principal é a transmissão da energia eléctrica desde as redes de transporte até aos pontos de consumo em adequadas condições de qualidade, bem como a venda de energia aos consumidores à tarifa ou ainda a distribuidores que a adquiram deste modo.

No mercado de produção estabelece-se a programação das centrais eléctricas e o preço da produção. Como vendedores, neste segmento podem participar empresas de produção, agentes externos (incorporando a rede espanhola energia de outros sistemas), detentores de contratos de importação a largo prazo subscritos pela REE e por comercializadores de energia adquirida mediante contratos com agentes externos, produtores nacionais em regime especial e produtores nacionais em regime ordinário (a partir do primeiro trimestre de 2003). Como compradores, intervêm as empresas distribuidoras (para fornecimentos à tarifa), os comercializadores (para fornecimento a clientes elegíveis ou outros sujeitos acreditados), os clientes qualificados (que optem por participar no mercado directamente ou através de um comercializador) e agentes externos (incorporando outros sistemas de energia procedentes do sistema espanhol).

Este mercado é gerido pelo Operador do Mercado (gestão económica) e pelo Operador do Sistema (gestão técnica). Através dos contratos bilaterais, acordos vinculando um gerador ou um agente externo (que incorpora energia na rede espanhola) a um consumidor qualificado ou a um agente externo (que toma energia da rede espanhola), pode-se afectar uma determinada capacidade de produção e fornecimento específico de acordo com termos económicos que as partes contratem livremente, mas com fluxos físicos geridos pelo Operador do Sistema.

No segmento retalhista comercializadores e consumidores qualificados negociam directamente os preços da produção, tendo garantido o acesso não discriminatório às redes de transporte e distribuição mediante o pagamento de portagens reguladas. O mercado retalhista não se encontra arbitrado por nenhum operador e os termos das transacções de energia, livremente estabelecidos pelas partes, não são publicamente divulgados.

O Sistema Eléctrico Espanhol engloba as seguintes actividades reguladas:

- *Actividade de transporte*

Inclui a construção, exploração (manutenção e operação), modificação relevante e encerramento de instalações. A rede de transporte é constituída por:

- linhas de potência igual ou superior a 220 kV;
- interligações internacionais, independentemente da sua potência;
- parques de potência igual ou superior a 220 kV;
- transformadores de 400/220 kV;

- interligações entre o sistema peninsular e os sistemas insulares e extrapeninsulares e as ligações interinsulares.

- *Actividade de distribuição*

Inclui a construção, exploração (manutenção e operação), modificação substancial e encerramento de instalações. Tem como fim principal a transmissão de energia eléctrica desde as redes de transporte até aos pontos de consumo em adequadas condições de qualidade, assim como a venda de energia eléctrica aos consumidores. São denominadas redes de distribuição todas as instalações eléctricas de potência inferior a 220 kV, salvo as que se consideram integradas na rede de transporte. Nesta actividade estão reguladas as seguintes atribuições:

- gestão comercial dos distribuidores (contratação, leitura, facturação);
- tarifas;
- portagens por utilização da rede;
- qualidade;
- taxa de rendibilidade;
- autorizações.

- *A gestão económica do sistema*

O Operador do Mercado é responsável pela gestão económica do sistema e assume a administração do conjunto de ofertas de compra e venda de energia eléctrica, respeitando princípios de transparência, objectividade e independência. As funções atribuídas ao Operador do Mercado estão reguladas.

- *A gestão técnica do sistema*

O Operador do Sistema é responsável pela sua gestão técnica, competindo-lhe a realização de todas as funções que resultam do funcionamento do mercado de produção de energia eléctrica, bem como a garantia da continuidade e segurança do abastecimento eléctrico e a correcta coordenação do sistema de produção e transporte. Exerce funções, reguladas, segundo princípios de transparência, objectividade e independência.

- *Sistemas extrapeninsulares*

As actividades de fornecimento de energia eléctrica que se desenvolvem em territórios insulares ou extrapeninsulares são objecto de regulamentação específica, actualmente dependente de desenvolvimento normativo.

Na figura 2.3 esquematiza-se brevemente a estrutura do sistema espanhol de energia eléctrica.

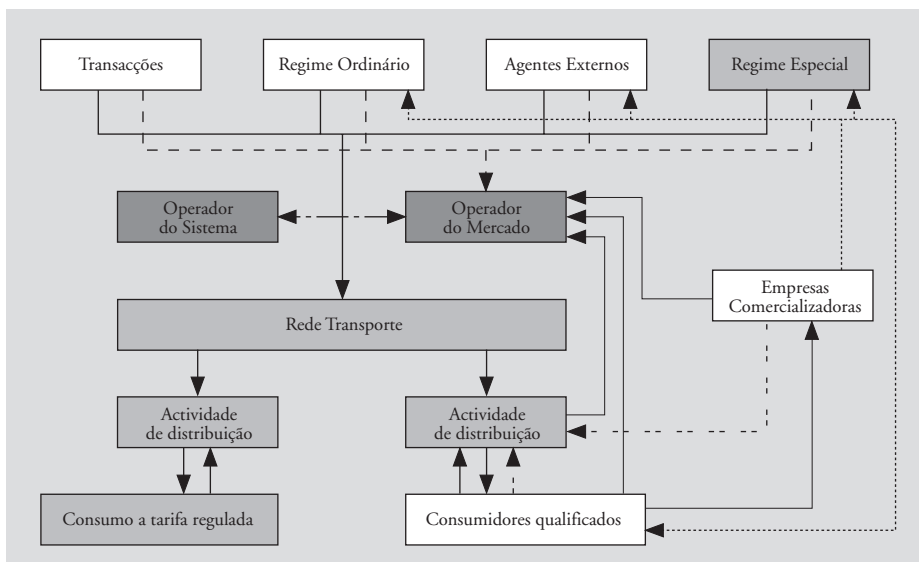


Figura 2.3 - Estrutura do sistema eléctrico espanhol

Fonte: www.ree.es

#### 2.4.3. Concentração empresarial no Mercado Ibérico

A legislação em vigor em Espanha e Portugal permite o desempenho dentro do mesmo grupo empresarial de actividades reguladas e não reguladas no sector eléctrico, sendo no entanto exigida uma clara separação destas actividades para efeitos de divulgação da informação financeira.

O sector eléctrico na Península Ibérica concentra-se num reduzido número de grandes empresas, compreendendo cinco grandes grupos industriais, quatro em Espanha (Endesa, Iberdrola, Unión Fenosa (UEF), Hidroeléctrica del Cantábrico (HC)) e um em Portugal (EDP) nas áreas de produção, distribuição e comercialização, e duas empresas que exercem predominantemente a actividade de transporte de energia eléctrica: a REE em Espanha e a REN (Rede Eléctrica Nacional) em Portugal. Para além da produção em regime especial, não incluída nos cinco grupos industriais acima mencionados, existiam ainda a Elcogás, a Tejo Energia e a Turbogás, a primeira em Espanha e as duas últimas em Portugal.

A análise do índice *HHI* de Herfindahl-Hirschman (*vide* subsecção 1.1.3) para a produção de energia eléctrica permite avaliar, numa base comparativa, e para o ano 2000, o grau de concentração empresarial nesta actividade em Espanha. Deve ter-se em consideração que quanto maior for o valor do *HHI* maior será o grau de concentração empresarial no mercado ou actividade em causa<sup>21</sup>.

<sup>21</sup> Recorde-se que índice de Herfindahl-Hirschman é determinado pela soma dos quadrados das quotas de mercado de todas as empresas que nele participam.



**Quadro 2.5 - Quotas de mercado e índice de Herfindahl-Hirschman em 1999**

Empresa	Produção	Transporte	Distribuição
Endesa	49,03%	41,02%	44,30%
Iberdrola	32,33%	39,18%	41,02%
Unión Fenosa	13,12%	15,19%	11,45%
Hidrocarbónico	5,52%	4,51%	3,23%
<i>HHI</i>	0,3652	0,3469	0,3787

Fonte: CNE, 1999 (excluindo operadores estrangeiros)

#### 2.4.4. Relacionamento comercial Espanha-Portugal

O relacionamento comercial entre agentes do sector eléctrico de Espanha e de Portugal inclui teoricamente o mesmo tipo de possibilidades para as duas partes, nomeadamente no que respeita a contratos bilaterais físicos e a transacções através de um mercado diário de energia. Contudo, existem diferenças nesse relacionamento resultantes da forma como o sector eléctrico se encontra organizado em cada um dos países e do tipo de contratualizações que se podem estabelecer.

Como se viu na subsecção 2.4.2, existe em Espanha a possibilidade de estabelecer contratos bilaterais entre um gerador ou um agente externo e um consumidor qualificado ou um agente externo, entre um agente externo e um comercializador, entre produtores em regime especial e comercializadores e quando todos os consumidores forem elegíveis entre comercializadores e produtores em regime ordinário. Neste modelo de funcionamento compete ao Operador do Mercado receber as ofertas diárias de compra e venda de energia numa base horária, em termos de quantidades e preços.

Do encontro entre oferta e procura resulta um preço horário para a remuneração dos produtores e identificam-se as quantidades a produzir por cada produtor ou agente externo, no âmbito da primeira etapa de funcionamento do mercado, ou seja, do Mercado Diário. Os agentes detentores de contratos bilaterais físicos devem informar o Operador do Mercado das quantidades a transaccionar para cada dia, numa base horária. O Operador do Mercado informa então o Operador do Sistema da programação base de produção que foi determinada.

#### 2.4.5. Mercado diário *spot* e mercado intradiário

Em Espanha é principalmente através do mercado *spot* que a energia eléctrica é transaccionada.

Recorde-se que tal mercado está associado à utilização de conceitos para encontro entre oferta e procura, com definição de quantidades e preços de transacções físicas de energia e correspondentes valores das transacções comerciais. As ofertas são apresentadas pelos diferentes agentes, em geral para cada período horário, podendo dizer respeito apenas a quantidades e preços, ou ainda englobar informações sobre limitações técnicas, sendo que tais ofertas podem ser firmes, isto é, não susceptíveis de

ser alteradas após a hora de fecho do mercado, ou admitir alterações posteriores caso algum dos pressupostos que serviu de base à oferta venha a ser modificado.

Na figura 2.4 apresenta-se informação relativa ao volume das transacções ocorridas no mercado *spot* de Espanha nos últimos anos (informação disponível no *site* do *Operador del Mercado Ibérico de Energía* (OMEL)).

O estabelecimento de tarifas e preços para o fornecimento de energia eléctrica é efectuado anualmente, por Real Decreto, conforme o disposto na Lei 54/1997 do Sector Eléctrico. São publicadas tarifas de venda a clientes finais, também denominadas tarifas integrais, tarifas de acesso às redes de transporte e distribuição e preços a pagar pelo aluguer de equipamentos de medida.

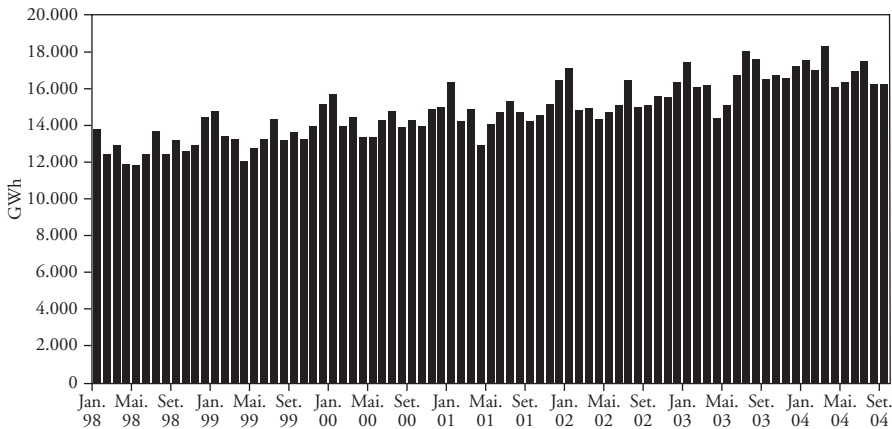


Figura 2.4 - Evolução do volume de energia transaccionada no OMEL

Fonte: Dados extraídos de OMEL

O Real Decreto 1164/2001 de 26 de Outubro veio estabelecer a estrutura da tarifa de acesso às redes de transporte e distribuição de energia eléctrica a aplicar em 2002, enquanto a Ordem de 12 de Janeiro de 1995 estabelecera o âmbito da aplicação, as variáveis de facturação e a estrutura das tarifas integrais de fornecimento.

As tarifas de acesso são determinadas pelo método dos custos evitados, subtraindo às tarifas integrais os montantes respeitantes aos custos de produção e de comercialização, resultando numa estrutura idêntica à das tarifas integrais aplicáveis aos clientes não participantes no mercado.

Nas tarifas de acesso às redes de transporte e de distribuição estão incluídos os custos seguintes:

- de transporte de energia eléctrica;
- de distribuição de energia eléctrica;
- de gestão comercial, imputáveis a clientes participantes no mercado;
- de diversificação e segurança de abastecimento, incluindo:
  - moratória nuclear;
  - segunda parte do ciclo de combustível nuclear;

- de compensações por interruptibilidade, por aquisição de energia a instalações de produção em regime especial e outras compensações;
- permanentes, que incluem:
  - compensações extrapeninsulares;
  - Operador do Sistema;
  - Operador do Mercado.

No que se refere ao tipo de energia primária utilizada na produção de electricidade em Espanha, em 2003 a REE estimava um aumento crescente do recurso às fontes renováveis, predominantemente à energia eólica, mas também um crescimento da utilização da energia de origem térmica, por contraponto a uma certa estagnação dos recursos hídricos (figura 2.5).

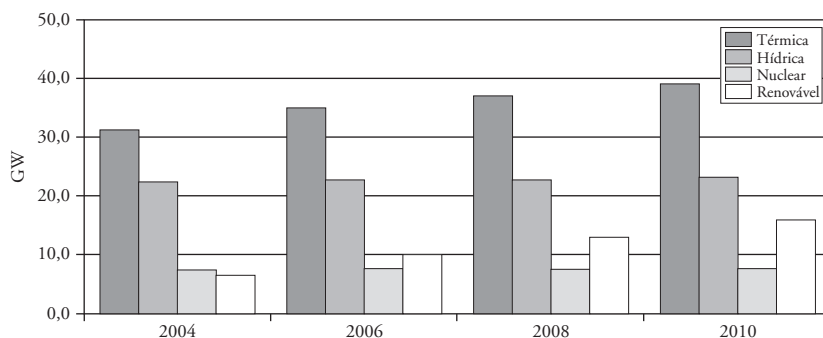


Figura 2.5 - Previsão do *mix* tecnológico para Espanha

Fonte: REE, 2003

## 2.5. Evolução do sector da electricidade em Portugal

As alterações realizadas no sector eléctrico português integram-se no movimento de reestruturação e liberalização que temos vindo a discutir. Note-se contudo que o novo arquétipo organizacional do sector eléctrico nacional foi precedido por outros modelos e reorganizações diversas que apenas percorreremos de forma sucinta (para um estudo aprofundado do processo da electrificação portuguesa, nomeadamente seus agentes e políticas, pode compulsar-se Ferreira e Figueira, 2001).

### 2.5.1. Características do sector eléctrico português

No quadro 2.6 apresentam-se valores respeitantes à evolução da produção bruta de energia eléctrica e ao consumo final no sistema eléctrico português até 2002, segundo dados da Direcção Geral de Energia (DGE, 2003).

Quadro 2.6 - Balanço energético português

	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002
<b>Produção Bruta de Energia Eléctrica (GWh)</b>									
Hidráulica	10 702	8 454	14 857	13 175	13 054	7 631	11 715	14 375	8 257
- Serviço Público	10 362	8 125	14 363	12 652	12 574	7 149	11 133	13 749	7 644
- Autoprodutores	340	329	494	523	480	482	582	626	613
Térmica	20 628	24 751	19 592	20 942	25 782	35 452	31 800	31 772	37 390
- Serviço Público	17 881	21 455	16 169	16 936	21 565	30 327	26 614	26 801	32 000
- Autoprodutores	2 747	3 296	3 423	4 006	4 217	5 125	5 186	4 971	5 390
Eólica	17	16	21	38	89	123	168	256	362
Geotérmica	33	42	49	51	58	80	80	105	96
Fotovoltaica	1	1	1	1	1	1	1	1	2
Total	31 381	33 264	34 520	34 207	38 984	43 287	43 764	46 509	46 107
<b>Trocas de Energia Eléctrica com o Estrangeiro (GWh)</b>									
Importação	2 257	2 655	4 116	5 376	3 974	3 628	4 698	3 741	5 329
Exportação	1 369	1 741	3 005	2 477	3 700	4 488	3 767	3 502	3 430
Saldo Importador	888	914	1 111	2 899	274	-860	931	239	1 899
<b>Consumo do Sector Electroprodutor (GWh)</b>									
Bombagem hidroeléctrica	63	159	137	100	101	491	558	485	670
Consumo próprio das centrais	1 189	1 398	1 335	1 350	1 505	1 535	1 549	1 665	1 717
Total	1 252	1 557	1 472	1 450	1 606	2 026	2 107	2 150	2 387
<b>Consumo Final (GWh)</b>									
Produção líquida+saldo importador	31 017	32 621	34 159	35 656	37 652	40 401	42 588	44 598	45 619
Perdas de transporte e distribuição	3 266	3 384	3 365	3 217	3 240	3 660	3 649	4 057	3 502
Total	27 751	29 237	30 794	32 439	34 412	36 741	38 939	40 541	42 117

Fonte: DGE

É patente uma tendência crescente desses valores, de par com o incremento de capacidade instalada de produção. Veja-se também a figura 2.6, onde se constata um aumento da utilização das energias renováveis e do gás natural.

O quadro legal do sector eléctrico português, como se explicitará na secção seguinte, conheceu em 1997 importantes revisões que proporcionaram uma base sólida e estável para a sua regulação. Em 30 de Janeiro foi publicada no Jornal Oficial das Comunidades a Directiva 96/92/CE do Parlamento Europeu e do Conselho estabelecendo regras comuns para o Mercado Interno de Electricidade.

Tal directiva, fruto de longas negociações entre os Estados-Membros, determina a gradual liberalização do sector eléctrico, tendo entrado em vigor em 19 de Fevereiro de 1997, impondo que o mais tardar até 19 de Fevereiro de 1999 os Estados-Membros deveriam pôr em prática as disposições legislativas, regulamentares e administrativas necessárias para lhe darem cumprimento.

A 14 de Março de 1997 foi publicado no Diário da República o Decreto-Lei n.º 56/97 que introduziu algumas alterações no «pacote» legislativo de 27 de Julho de 1995 tornadas necessárias pela Directiva 96/92/CE e pelo modelo de privatização do Grupo EDP, entretanto escolhido.

Este diploma colocou a legislação nacional em sintonia com a directiva europeia, oferecendo aos agentes económicos uma importante perspectiva de estabilidade.

## 2.5.2. Enquadramento jurídico

Recorda-se nesta secção o enquadramento jurídico do sector eléctrico português, tal como foi descrito pela ERSE em 2001 na sua caracterização do sector eléctrico em Portugal Continental.

91

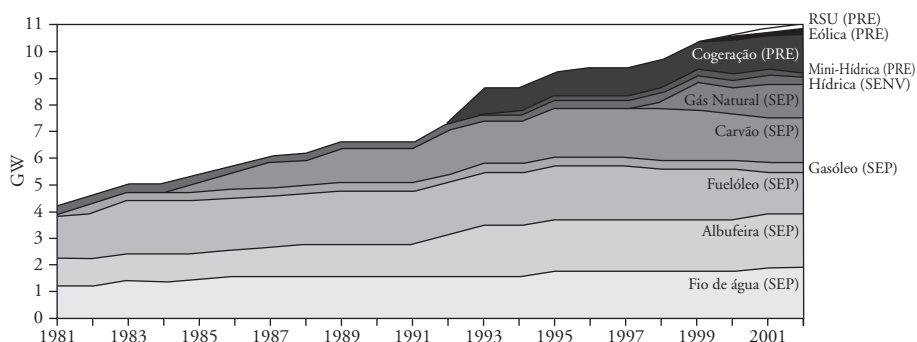


Figura 2.6 - Evolução da capacidade instalada na produção

Fonte: DGE

As bases e os princípios da organização e do funcionamento do Sistema Eléctrico Nacional (SEN), na actual conformação legislativa, encontram-se consagrados no Decreto-Lei n.º 182/95 de 27 de Julho.

A estrutura do SEN está esquematizada na figura 2.7.

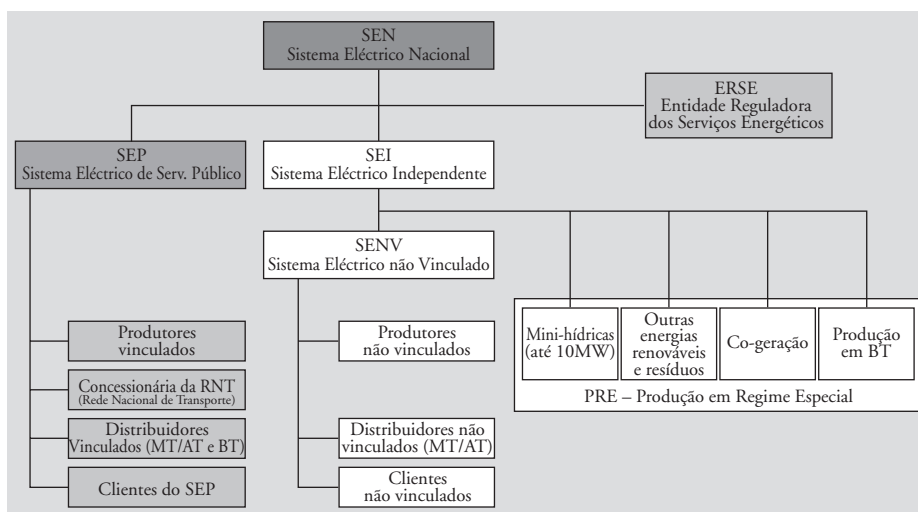


Figura 2.7 - Estrutura do sistema eléctrico português

Fonte: ERSE, 2001b

No Sistema Eléctrico de Serviço Público (SEP) as actividades de produção, transporte e distribuição exercem-se num quadro de serviço (público) a que se encontram associadas a obrigatoriedade de fornecimento de energia eléctrica com adequados padrões de qualidade de serviço e a uniformidade tarifária.

A produção está sujeita a planeamento centralizado, sendo a licença de novos centros electroprodutores atribuída por concurso público. O transporte e a distribuição, exercidos em regime de monopólio, estão sujeitos a regulação.

No Sistema Eléctrico não Vinculado (SENV) é livre o acesso às actividades de produção e de distribuição em MT (Média Tensão) e AT (Alta Tensão), nos termos definidos no artigo 44.º do Decreto-Lei n.º 182/95. Os produtores não vinculados com potência instalada superior a 10 MVA e que estejam ligados às redes do SEP estão sujeitos a despacho centralizado. Os distribuidores não vinculados deverão ser detentores de linhas de distribuição em MT ou AT ligando produtores e clientes não vinculados que não estejam ligados fisicamente às redes do SEP. Para um cliente poder aderir ao SENV deve estar ligado em MT, AT ou Muito Alta Tensão. Os clientes não vinculados têm direito de acesso às redes do SEP mediante o pagamento de tarifas reguladas.

Os princípios estabelecidos no Decreto-Lei n.º 182/95 foram desenvolvidos pelos Decretos-Lei n.ºs 183/95, 184/95, 185/95 e 187/95, todos de 27 de Julho, que respectivamente aprovaram os regimes jurídicos gerais da produção, distribuição e transporte de energia eléctrica, bem como a regulação independente, através da criação da Entidade Reguladora do Sector Energético (ERSE).

Com a evolução do sector eléctrico assistiu-se à publicação de novos diplomas que alteraram, ou revogaram, os publicados em 1995.

O regime especial de produção de energia eléctrica consta do Decreto-Lei n.º 189/88 de 27 de Maio, com a redacção que lhe foi dada pelo Decreto-Lei n.º 168/99 de 18 de Maio (produção de energia eléctrica pela utilização de energias renováveis e resíduos) e pelo Decreto-Lei n.º 538/99 de 13 de Dezembro (produção de energia eléctrica pelo processo de cogeração que revogou o Decreto-Lei n.º 186/95) com a redacção que lhe foi dada pelo Decreto-Lei n.º 313/2001 de 10 de Dezembro.

A regulação abrange as actividades de transporte e de distribuição de energia eléctrica no âmbito do SEP e as relações comerciais entre este e o SENV, designadamente a definição das tarifas reguladas, as condições de acesso às redes, a supervisão do cumprimento das regras de funcionamento do SEP e de relacionamento comercial entre este e o SENV, bem como as que se prendem com a qualidade do serviço prestado.

Deste modo, o princípio de igualdade de tratamento e de oportunidades encontra na regulação uma salvaguarda para a sua efectivação, através do estabelecimento de regras transparentes e não discriminatórias.

Nos termos previstos no Decreto-Lei n.º 182/95 de 27 de Julho, os princípios do Sistema Eléctrico Nacional foram desenvolvidos através de regulamentos emitidos pela ERSE e pela DGE, nomeadamente o Regulamento Tarifário, o Regulamento de Relações Comerciais, o Regulamento do Acesso às Redes e às Interligações, o Regulamento do Despacho, o Regulamento da Qualidade de Serviço, o Regulamento da Rede de Transporte e o Regulamento da Rede de Distribuição.

### 2.5.3. A instituição reguladora em Portugal

A regulação da indústria da electricidade no nosso País é da competência da Entidade Reguladora do Sector Energético, que entrou em funcionamento no início de 1997 e tem vindo a exercer as funções de regulação no quadro das competências que lhe foram conferidas pela legislação do sector eléctrico, particularmente pelo Decreto-Lei n.º 187/95 de 27 de Julho, e pelos seus estatutos, aprovados pelo Decreto-Lei n.º 44/97 de 20 de Fevereiro. Posteriormente, pelo Decreto-Lei n.º 97/2002 de 12 de Abril, a inicial Entidade Reguladora do Sector Eléctrico transformou-se na actual Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE).

A existência de um mercado que satisfaça exigências de racionalidade económica num quadro de serviço público de qualidade, progressivamente sujeito à concorrência no contexto do Mercado Interno de Electricidade, está em grande parte dependente da actuação da ERSE, pessoa colectiva de direito público dotada de autonomia administrativa e financeira e património próprio, com vincadas características de independência sem paralelo entre nós, que se integra seguramente no conceito de «entidades administrativas independentes» que viria a ser consagrado na revisão constitucional de 1997, e à qual cabe uma função arbitral no quadro da actuação dos diversos operadores de mercado, visando com total independência garantir o clima de confiança necessário ao funcionamento e desenvolvimento do sector.

A ERSE tem por finalidade a regulação do SEP e do relacionamento comercial entre o SEP e o SENV, procurando atingir os seguintes grandes objectivos, por si publicamente enunciados:

- garantir a existência de condições que permitam ao SEP satisfazer a procura de energia eléctrica por parte dos seus clientes;
- proteger os interesses dos consumidores em relação a preços, serviços e qualidade do abastecimento;
- garantir à entidade concessionária da Rede Nacional de Transporte de Energia Eléctrica (RNT) e aos titulares de licença vinculada de produção e de distribuição de energia eléctrica a existência de condições que lhes permitam obter o equilíbrio económico-financeiro necessário ao cumprimento das obrigações previstas no contrato de concessão e nas respectivas licenças;
- fomentar a concorrência onde exista potencial para a melhoria da eficiência com que são desempenhadas as actividades do sector eléctrico;
- assegurar regras de regulação objectivas que conduzam à transparência nas relações comerciais entre os operadores;
- contribuir para a progressiva melhoria das condições de funcionamento (técnicas, económicas e ambientais) dos meios a utilizar, desde a produção ao consumo de energia eléctrica.

A ERSE tem como principais atribuições e competências:

- preparar e emitir o Regulamento Tarifário, bem como as suas actualizações;
- estabelecer periodicamente, nos termos do Regulamento Tarifário, os valores das tarifas e preços a aplicar;

- proceder à publicação dos valores e preços a aplicar no Diário da Republica, 2ª Série, e à sua divulgação, através de brochuras;
- verificar a integral aplicação do Regulamento da Qualidade de Serviço;
- determinar que a entidade concessionária da RNT e as entidades titulares de licença vinculada de distribuição de energia eléctrica compensem os consumidores quando os padrões de qualidade de serviço não forem cumpridos;
- dar parecer à DGE, para homologação, sobre os planos de expansão do sistema electroprodutor do SEP preparados pela entidade concessionária da RNT;
- emitir parecer sobre os padrões de segurança da produção estabelecidos pela entidade concessionária da RNT;
- inspeccionar regularmente os registos das reclamações apresentadas pelos consumidores à entidade concessionária da RNT e às entidades titulares de licenças vinculadas de distribuição, nos termos dos já referidos Decretos-Lei n.ºs 184/95 e 185/95 de 27 de Julho;
- definir as regras do acesso ao SENV, de acordo com os princípios estabelecidos no Decreto-Lei n.º 182/95 de 27 de Julho;
- preparar e emitir o Regulamento das Relações Comerciais, bem como as suas actualizações, nos termos do Decreto-Lei n.º 182/95 de 27 de Julho;
- estabelecer as regras para definição da parcela das necessidades de potência e energia que as entidades titulares de licença vinculada de distribuição de energia eléctrica em MT e AT podem adquirir a entidades exteriores ao SEP, nos termos do Decreto-Lei n.º 184/95 de 27 de Julho;
- preparar, emitir e fiscalizar o Regulamento do Despacho, bem como as suas actualizações;
- preparar, emitir e fiscalizar o Regulamento do Acesso às Redes e às Interligações, bem como as suas actualizações.

Independentemente da necessidade de uma lei quadro para o sector do gás natural, anunciada no preâmbulo do Decreto-Lei n.º 14/2001 de 27 de Janeiro, o desenvolvimento do sector do gás natural em Portugal e a necessidade da sua preparação para um mercado comunitário de energia aberto e concorrencial justificam, desde já, que as funções de regulação do sector passem também a competir a uma entidade reguladora independente, como sucede no sector eléctrico, dentro dos parâmetros estabelecidos no actual quadro legislativo e nos respectivos contratos de concessão.

No contexto europeu, particularmente dos Estados-Membros da União Europeia, a regulação das actividades da electricidade e do gás natural tem na grande maioria dos casos evoluído no sentido da sua união numa mesma entidade reguladora. A adopção desta solução justifica-se plenamente, porquanto existindo entre estas actividades um conjunto de afinidades relacionadas com o modo e a condição do seu exercício importa conferir-lhes uma unidade e uma coerência harmonizadora na aplicação dos princípios que lhes são comuns, sem obviamente deixar de ter em conta as especificidades de cada um. Pelas mesmas razões, tem plena justificação que esta solução seja também adoptada entre nós para o sector energético nacional.



### 2.5.4. A regulação em Portugal

Podemos classificar o sistema regulatório em Portugal como híbrido, pois se nalgumas actividades o regulador optou por limitar os preços superiormente, noutras continua vigente uma regulação pelos custos (veja-se figura 2.8).

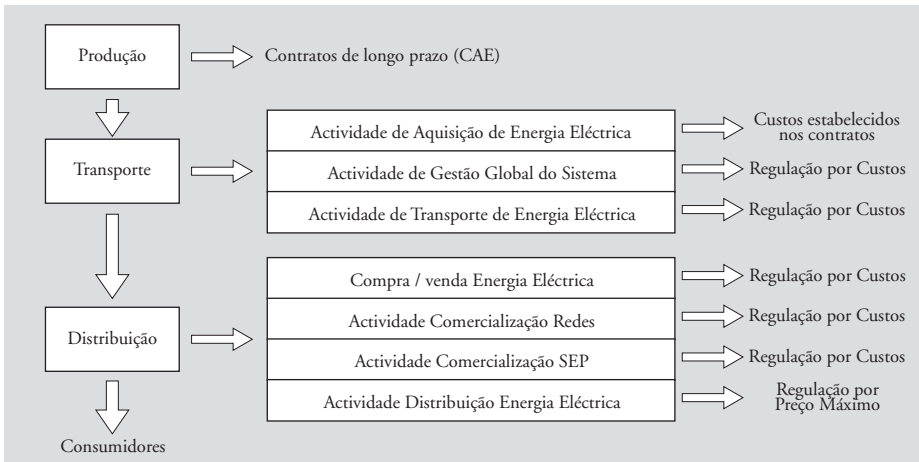


Figura 2.8 - Tipos de regulação por segmento de actividade

Fonte: ERSE, 2001a

Na figura 2.9 apresenta-se um organograma com as principais características que conformam o processo de regulação em Portugal no que respeita ao impacto que têm no desempenho financeiro das empresas reguladas.

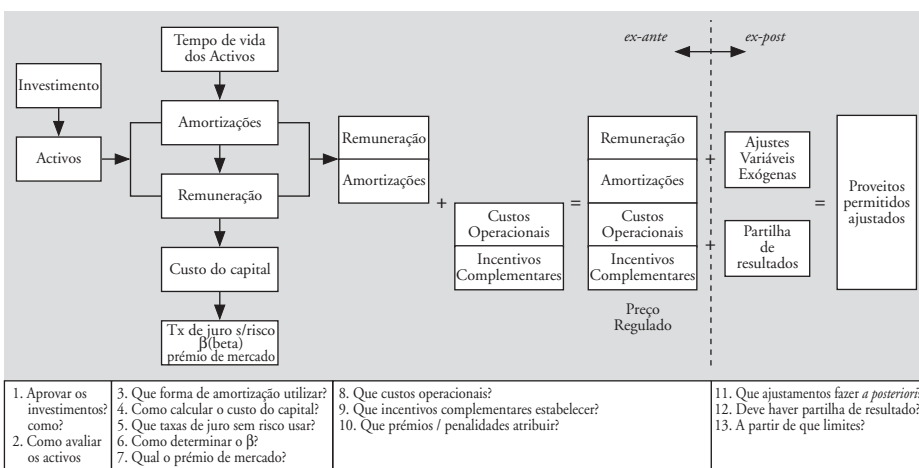


Figura 2.9 - O processo de regulação em Portugal

Fonte: Erse, 2001a

### 2.5.5. Abertura do mercado em Portugal

Nos termos do Decreto-Lei n.º 182/95 compete à ERSE a fixação dos consumos mínimos que permitem o acesso ao estatuto de cliente não vinculado, bem como a determinação do período de pré-aviso de adesão ao SENV. O estabelecimento desses valores é efectuado de 3 em 3 anos.

Considerando a percentagem de energia que o distribuidor vinculado em MT e AT pode adquirir fora do SEP (parcela livre), fixada em 8%, verifica-se que no triénio 1999-2001 a abertura do mercado em Portugal atingiu valores próximos dos 33%.

A nível europeu, no que se refere à abertura do mercado, podemos englobar os países em três grupos:

- com uma percentagem de abertura do mercado inferior a 40%, próxima do mínimo publicado pela Comissão Europeia (Portugal, Itália, França, Irlanda, Bélgica, Áustria, e Grécia);
- com uma percentagem de abertura do mercado intermédia (Espanha, Holanda e Luxemburgo);
- com uma abertura total de mercado (Reino Unido, Suécia, Finlândia e Alemanha); a Dinamarca também poderá ser considerada neste grupo, uma vez que a sua abertura do mercado já era de 90% em 1999.

#### 2.5.5.1. Impacto da abertura do mercado no SEP

A crescente e progressiva liberalização do mercado de energia eléctrica poderá obrigar a rever nos próximos anos o actual modelo organizacional do Sistema Eléctrico Nacional consagrado no Decreto-Lei n.º 182/95. Com efeito, se a crescente abertura do mercado for acompanhada do exercício do direito de elegibilidade por parte significativa dos clientes do SEP, a manutenção do actual sistema pode vir a ser posta em causa.

Importa ainda ter em conta as seguintes características:

- sistema electroprodutor do SEP sujeito a planeamento centralizado;
- contratos de vinculação de longo prazo entre os produtores vinculados e a entidade concessionária da RNT.

É ainda relevante considerar as seguintes decisões tomadas no passado recente:

- a próxima central a gás de ciclo combinado, inicialmente prevista no Plano de Expansão do SEP, será construída e operará no âmbito do SENV;
- separação da entidade concessionária da RNT do Grupo EDP, o que torna mais claro e transparente o funcionamento do sistema eléctrico nacional.

Os primeiros anos de liberalização em Portugal, 1999 e 2000, não colocaram quaisquer dificuldades ao SEP, designadamente pelas seguintes razões (ERSE, 2001):

- consumo correspondente aos clientes não vinculados que exerceram o direito à elegibilidade muito pouco significativo (cerca de 1,6% do consumo total nacional);

- diminuta utilização da parcela livre, por parte do distribuidor vinculado de MT e AT (utilização próxima dos 2%, cerca de 25% do valor fixado);
- consumo abastecido pelo SEP com crescimento muito significativo (a taxas próximas de 6% ao ano).

O Conselho Europeu de Lisboa, ocorrido em 2000, estabeleceu como um importante objectivo económico da União Europeia a liberalização dos mercados de energia.

A Comissão Europeia anunciou então uma proposta de directiva para concretizar a aceleração da liberalização do Mercado Europeu de Electricidade, apontando na altura 2005 como data limite para uma liberalização total e considerando 2003 como o ano em que todos os consumidores empresariais (não domésticos) poderiam escolher livremente o seu fornecedor de energia eléctrica.

Outro elemento que importa ter presente diz respeito ao processo de abertura do mercado em Espanha, que regista um grau muito superior ao de Portugal, pelo que futuramente poderão vir a ser suscitadas questões de reciprocidade entre estes dois mercados de energia eléctrica.

#### 2.5.6. Contratos bilaterais físicos

A celebração de Contratos Bilaterais Físicos (CBF) é uma das formas regulamentarmente previstas para o fornecimento de energia eléctrica e de serviços de sistema pelos utilizadores das redes e interligações, de acordo com os procedimentos descritos no Manual de Procedimentos do Gestor de Ofertas (ERSE, 2001).

Uma vez que estes contratos são a única forma de relacionamento em actividade entre produtores e clientes fora do SEP, importa interrogarmo-nos um pouco sobre este tipo de relação contratual e a sua contribuição para a concorrência no sector eléctrico.

- Será que os CBF constituem um instrumento adequado para fomentar a concorrência no fornecimento de energia eléctrica?
- Para que tal suceda é necessário que o número de ofertas dos agentes a actuar no sector seja adequado, importando assim criar medidas que aumentem o número de tais agentes?
- Serão os CBF um instrumento adequado para aumentar esse número?
- Como melhorar a flexibilidade no que ao envio da informação de celebração de CBF e à comunicação da concretização dos mesmos diz respeito?

#### 2.5.7. Bolsa de energia

O modelo de relacionamento comercial no SENV estipulado na legislação e na regulamentação prevê, para além dos CBF, a existência de um mercado *spot* administrado pelo Gestor de Ofertas.

O interesse deste mercado é duplo: por um lado, constitui uma forma de relacionamento alternativo à celebração de CBF, quer no interior do SENV quer entre o SEP e o SENV; por outro lado, permite equacionar mais facilmente o relacionamento com sistemas eléctricos estrangeiros baseados em mercados *spot*.

Apesar do diálogo mantido ao longo dos últimos anos entre as autoridades portuguesas e as espanholas, não foi possível elaborar um modelo de relacionamento entre o sistema de ofertas e o mercado eléctrico vizinho (ERSE, 2001). Acresce que o número limitado de potenciais agentes, aliado à natureza residual do sistema de ofertas, permite antecipar dificuldades num eficiente desempenho deste sistema.

### 2.5.8. Restrições de rede

Podem ocorrer situações de exploração resultando em reduções de capacidade nas redes que obriguem o gestor do sistema ou o operador da rede de distribuição a limitar o acesso às redes a clientes ou produtores. Neste contexto, é fundamental a existência de mecanismos transparentes, eficientes e não discriminatórios para o rateio da capacidade disponível entre os diversos agentes do SEN. A seguir elencam-se alguns destes mecanismos assinalados pela ERSE (2002).

- *Leilões* – Os agentes interessados em utilizar o ramo sujeito a restrições colocam ofertas sobre a capacidade disponível. Os leilões podem ser efectuados em diferentes horizontes temporais. A implementação em tempo real é impossível devido à sua complexidade. De forma a evitar que um agente adquira um direito de acesso num mercado e não o utilize deve ser implementado o princípio «*use it or lose it*» associado a um segundo mercado, onde os participantes podem vender direitos de acesso previamente adquiridos, estando previstas penalizações no caso de não o fazerem.
- *Market-splitting* – Este método requer a existência de um mercado *spot* e implica a separação do mercado em duas zonas, com fronteira na restrição, conduzindo à formação de preços diferentes em cada zona em função do balanço da oferta e da procura, atendendo à limitação do ramo. Deve ser aplicado para a resolução de congestionamentos a médio ou curto prazo, sendo a sua implementação em tempo real difícil, dado o Operador do Sistema ter que aguardar os resultados.
- *Counter-trading* – O acesso às redes é possibilitado a todos os agentes interessados. No entanto, se a capacidade requisitada for superior à disponível, o Operador do Sistema da área de destino do trânsito compra a energia que não pode transitar na rede na respectiva área, o que implica que a produção da área de origem do trânsito se reduza. Note-se que este método exige grande independência do Operador do Sistema e pode ser aplicado em qualquer horizonte temporal, sendo especialmente desenhado para operação em tempo real. O *counter-trading* levanta a questão da repartição dos encargos do «re-despacho» pelos agentes da área de destino e introduz incentivo ao reforço da capacidade da rede a longo prazo.

- *Re-despacho* – O Operador do Sistema altera a produção programada na sua área de modo a aumentar a capacidade de rede disponível. Este re-despacho pode ser coordenado entre os operadores do sistema das várias áreas. Note-se que tal método exige também grande independência do Operador do Sistema e pode ser aplicado em qualquer horizonte temporal, sendo especialmente concebido para operações em tempo real.

A solução para eventuais problemas de exploração pode passar pela combinação de alguns dos mecanismos referidos, já que a gestão de congestionamentos deve ser feita em diversos horizontes temporais: mensais, semanais, diários e em tempo real.

### 2.5.9. Relacionamento entre o SEP e o SENV

A participação do SEP no mercado de energia é desempenhada pelo Agente Comercial do SEP e pela entidade titular de licença vinculada de distribuição em MT e AT, no âmbito da sua parcela livre.

No primeiro caso, o Agente Comercial do SEP, com base na programação da exploração e na ordem de mérito daí resultante, poderá apresentar ofertas de compra e de venda de energia eléctrica e de serviços de sistema ao Gestor de Ofertas, as quais podem ser de dois tipos:

- ofertas diárias, a incluir no programa diário de contratação do Gestor de Ofertas;
- outras ofertas que permitam a realização de contratos de curta duração (CBF com prazo limitado a um ano civil).

O distribuidor vinculado, no âmbito da sua parcela livre pode adquirir energia eléctrica fora do SEP, pelo que actua no mercado em concorrência com os restantes agentes de ofertas. Pode apresentar ofertas de compra de energia eléctrica, além de poder estabelecer contratos com PNV. No entanto, o distribuidor não é tratado na bolsa de energia da mesma forma que os restantes agentes de ofertas, pois não lhe é imputada qualquer responsabilidade aquando da ocorrência de desvios, sendo a energia de desvio incorporada na restante energia transaccionada com o SEP. O Agente Comercial do SEP usufrui de um tratamento similar.

## 2.6. Leitura da experiência internacional, a nórdica em especial

É preciso realçar que a introdução de regras de mercado concorrenciais numa indústria de monopólio verticalmente integrado, com propriedade pública, não está inevitavelmente condenada ao fracasso caso as características das reformas ou outros elementos das estruturas industriais dêem lugar à aplicação de regras de mercado competitivas. É o que ocorre no caso nórdico (Noruega e Suécia) e também na Nova Zelândia. Nestes países, a lógica de preservação da propriedade pública tem

uma raiz histórica, em parte, mas está também relacionada com a forte presença de centrais hidroeléctricas. Isto não impede a concorrência nos segmentos da produção e comercialização, antes incentiva a redução de custos e a procura de lucro (Newbery, 2001).

Estas reformas apresentam diferenças importantes em relação a Portugal: foram realizadas no seio de estruturas de produção e de distribuição mais fragmentadas, com propriedade municipal na distribuição, e impunham uma clara separação da rede e do Operador do Sistema através da criação de uma nova empresa pública.

Nos países nórdicos as garantias são uma consequência da completa separação entre produtores públicos e transportadores públicos (que são também os operadores de sistema), da constituição de uma *pool* do mercado enquanto empresa independente com um significativo conselho de representantes do mercado, da presença de inúmeros operadores locais e regionais que operam na *Nord Pool* e competem com os principais produtores públicos e da supervisão por um regulador independente com um real poder decisório (Bergman *et al.*, 1999).

Neste tipo de contexto estrutural, mercados recentes ou *pools* podem ocupar um importante lugar numa nova coordenação, proporcionando bom nível de liquidez.

A propriedade pública também pode proporcionar a vantagem de reduzir os riscos de comportamento especulativo nos mercados em períodos de escassez de oferta, como se pode observar no mercado nórdico.

## CAPÍTULO 3

### O ARRANQUE TITUBEANTE DO MIBEL

Conforme vimos na antepenúltima e na penúltima secções do capítulo anterior, existe uma natural complementaridade entre os sistemas industriais eléctricos de Portugal e de Espanha. Todavia, apesar da fusão, através da criação do *Mercado Ibérico de Electricidade* (MIBEL) dos dois sistemas ser de fundamental importância para a constituição do Mercado Interno Europeu, têm vindo a persistir dificuldades na sua consolidação, de algumas das quais daremos breve notícia neste capítulo<sup>22</sup>. O MIBEL surge em paralelo com a criação de vários mercados grossistas, motivo por que damos destes notícia na secção seguinte.

#### 3.1. Os mercados organizados para transacção de electricidade

Fruto da liberalização, os participantes na indústria passaram a sentir a necessidade da existência de mercados organizados para agilizar as transacções de curto prazo e reduzir os correspondentes custos. Sendo a electricidade um bem homogéneo, contratos padronizados podem ser negociados em tais mercados, circunstância que promoveu a criação de vários mercados de tal tipo, orientados para o comércio grossista (ver quadro 3.1).

Afigura-se pertinente clarificar o conceito de bolsa de electricidade (*power exchange*), contraponto da noção de *pool*, dado ser em tal bolsa que se formam os preços cuja evolução nos interessa analisar (vejam-se os capítulos 5 e 6).

Funcionando uma bolsa de electricidade como um mercado virtual, similar a um mercado à vista, aí se efectiva o encontro entre a oferta e a procura de electricidade para o dia seguinte (*day ahead market*), com cada participante explicitando para cada hora o preço e volume desejados, associando um volume positivo a uma compra e um volume negativo a uma venda. Para cada hora, a intersecção das curvas de oferta

---

<sup>22</sup> Dado o carácter vincadamente actual do processo e a intensa turbulência política que o afectou durante a maior parte do tempo em que decorreu a elaboração deste trabalho, alguns factos agora expostos correm o risco de ter perdido actualidade. Em todo o caso, muitas das análises têm natureza estrutural, pelo que as reputamos de interesse.

e de procura agregadas determina o preço de mercado. Este reveste-se de uma dupla incumbência: primeiro, é o preço ao qual se efectuam as transacções em bolsa; segundo, é ele que serve de referência para os contratos bilaterais físicos efectuados no mercado OTC (*Over The Counter*). Uma tal bolsa pode também propor contratos financeiros, como opções, *swaps* e outros produtos derivados.

**Quadro 3.1** - Criação de mercados organizados na Europa

Nome	Data	País
<i>Electricity Pool</i>	1990-1999	Inglaterra e Gales
<i>UK Power Exchange</i> (UKPX)	2001	Inglaterra e Gales
<i>Automated Power Exchange</i> (APX)	2001	Inglaterra e Gales
<i>International Petroleum Exchange</i> (IPE)	2001	Inglaterra e Gales
<i>Nord Pool</i>	1993	Noruega
<i>Nord Pool</i>	1996	Escandinávia
<i>OMEL</i>	1998	Espanha
<i>Amsterdam Power Exchange</i> (APX)	1999	Holanda
<i>Amsterdam Power Exchange</i> (APXDE)	1999-2000	Alemanha
<i>Leipzig Power Exchange</i> (LPX)	2000	Alemanha
<i>European Energy Exchange</i> (EEX)	2000	Alemanha
<i>Polish Power Exchange</i>	2000	Polónia
<i>Powernext</i>	2001	França
<i>Austria's Alpen Alden Power Exchange</i>	2002	Áustria
<i>Gestore del Mercato Elettrico</i> (GME)	2005 <sup>a</sup>	Itália
<i>Operador do Mercado Ibérico</i> (OMI)	2006 <sup>b</sup>	Península Ibérica

<sup>a</sup> Apesar de previsto para 2003, devido a atrasos no arranque das operações o seu início ocorreu apenas em 1 de Janeiro de 2005.

<sup>b</sup> O OMI substituiu o OMEL, passando a integrar Portugal.

Também aqui tem havido sucessivos atrasos no arranque das operações.

*Fonte:* Diversos sites dos respectivos mercados

Têm sido notórias as diferenças básicas entre uma bolsa de electricidade e uma *pool*, pois enquanto o recurso à primeira é voluntário e em concorrência directa com o mercado OTC, na *pool* ele pode ser obrigatório. A maior parte das bolsas teve na sua génese uma iniciativa de mercado, já que foram diversos agentes que, ao associarem-se, desencadearam a entrada em funcionamento do sistema. À *pool*, por sua vez, tem sido associado o objectivo político de introduzir a concorrência entre produtores (caso espanhol).

Enquanto iniciativa privada, uma bolsa tem objectivos de rendibilidade, o que se traduz na realização do maior número possível de transacções. A fim de concretizar este propósito, ela deve promover determinadas condições, tais como:

- encontro entre oferta e procura;
- livre participação de compradores;
- baixos custos de transacção na utilização de intermediários;
- efectivação do cálculo do preço de maneira o mais transparente possível;
- estabelecimento de regras precisas que coordenem as suas actividades com as do Operador do Sistema, no que se refere aos aspectos técnicos.



### 3.2. A construção do MIBEL

A criação do MIBEL constitui, como anunciámos atrás, mais um elo para a construção do Mercado Interno Europeu. Nesta secção percorreremos de modo muito sintético alguns aspectos básicos e organizacionais deste novo mercado.

Do Protocolo de Colaboração assinado pelas administrações espanhola e portuguesa em 14 de Novembro de 2001 respiga-se:

*«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.»*

Saliente-se que logo em Outubro de 2002 os Governos dos dois países decidiram adiar para o primeiro trimestre de 2003 o arranque do MIBEL, o que veio a não acontecer, pois em Agosto de 2003 se deliberou novo adiamento, agora para o segundo semestre de 2004. Na Cimeira Luso-Ibérica realizada na Figueira da Foz em 7 e 8 de Outubro de 2003, ambos os países decidiram, de forma que se esperava definitiva, que o MIBEL seria oficializado em Abril de 2004, de modo a que as suas operações se iniciassem em Junho de 2004. Porém, sobretudo por via de alterações estritamente políticas provenientes dos dois países, também este calendário não foi cumprido, havendo então indicação para que o arranque se processasse no final do primeiro semestre de 2006.

Do texto do Protocolo acima citado infere-se que o Mercado Ibérico de Electricidade se desenvolverá segundo dois eixos complementares:

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

Sustenta o Protocolo que a criação do MIBEL constitui excelente oportunidade para acelerar a liberalização dos dois mercados, em linha com as conclusões do Conselho Europeu de 23 e 24 de Março de 2000, potenciando anteriores experiências e promovendo a sua rápida convergência.

O modelo de organização do MIBEL deve obedecer aos princípios estipulados no Protocolo de 14 de Novembro e ser conforme com a legislação comunitária aplicável. A sua efectivação impõe alterações no ordenamento legislativo dos dois países, cabendo às respectivas administrações realizar as modificações adequadas. A implementação do modelo organizativo do MIBEL incumbe aos operadores do sistema de Espanha e Portugal (REE e REN, respectivamente), devendo os custos daí resultantes ser apropriadamente partilhados.

Embora o sector eléctrico se caracterize por um elevado grau de tecnicidade e complexidade, importa que a sua regulação seja simples, facilitando a compreensão a todos os intervenientes e flexibilizando a evolução das regras – a transparência é elemento fundamental para a credibilidade do sistema.

No MIBEL coexistirão actividades reguladas em regime de monopólio e actividades não reguladas em regime de livre concorrência. Importa que a separação de tais actividades seja nítida e que os direitos e obrigações dos sujeitos que integram o mercado estejam claramente definidos. O MIBEL deve ainda estimular e ser compatível com o desenvolvimento de energias renováveis e de mecanismos de gestão da procura, tendo em vista uma racional utilização da energia.

### 3.3. Cronologia dos eventos: etapas passadas e futuras

Os principais eventos que assinalaram a construção do MIBEL podiam sintetizar-se do modo seguinte, segundo Vasconcelos (2004):

2001 14 Novembro	“Protocolo de Colaboração entre as administrações espanhola e portuguesa para a criação do Mercado Ibérico de Electricidade.	Governos
29 Novembro	III Congresso Luso-Espanhol sobre Energia.	
21 Dezembro	“Mercado Ibérico de Electricidade – documento de discussão”.	CNE/ERSE
2002 Fevereiro	“Relatório de etapa sobre o Mercado Ibérico de Electricidade – pontos de convergência e questões em aberto”.	CNE/ERSE
Fevereiro	Breve comparação dos sistemas eléctricos de Espanha e Portugal”.	CNE/ERSE
26 Fevereiro	Audição pública (Barcelona).	CNE/ERSE
30 Março	“Modelo de organização do Mercado Ibérico de Electricidade”.	CNE/ERSE
15 Maio	“Medidas técnicas e organizativas para a entrada em funcionamento do Mercado Ibérico de Electricidade”.	REE/REN
2/3 Outubro	XVIII Cimeira Hispano-Lusa (Valência).	Governos
2003 7/8 Novembro	XIX Cimeira Luso-Espanhola (Figueira da Foz).	Governos

Como se frisou, o calendário do processo de construção do MIBEL tem sofrido perturbações e adiamentos sucessivos. No quadro 3.2 destacam-se alguns dos seus marcos mais relevantes, passados e previstos até 2004.

### Quadro 3.2 - Principais marcos da criação e funcionamento do MIBEL

1) Data de funcionamento do MIBEL		
2001 14 Novembro	“No dia 1 de Janeiro de 2003 entrará em funcionamento o Mercado Ibérico de Electricidade (...)”	Protocolo
2002 2/3 Outubro	“Os Governos de Portugal e Espanha manifestam a vontade de dar continuidade à construção do MIBEL, de forma a garantir o início do seu funcionamento efectivo em 2003. A concretização do MIBEL será levada a cabo de forma faseada, desde o primeiro semestre de 2003, completando-se até 2006, com a finalização dos projectos de interligações. No primeiro semestre de 2003 serão materializadas todas as medidas dirigidas à articulação de exploração técnica de ambos os sistemas eléctricos.”	XVIII Cimeira
2003 7/8 Novembro	“O funcionamento integrado dos dois pólos do Mercado Ibérico terá início a 20 de Abril de 2004, três meses depois da assinatura, em Lisboa, do Acordo Internacional que consagrará formalmente a existência do MIBEL.”	XIX Cimeira
2) Unicidade do Operador do Mercado Ibérico		
2001 14 Novembro	Único.	Protocolo
2002 2/3 Outubro	“Os Governos de Portugal e Espanha comprometem-se a criar um Operador do Mercado Ibérico único (OMI), que terá um carácter bipolar interligado: a) a gestão dos mercados diário e intradiário será da competência do pólo espanhol; b) a gestão dos mercados a prazo será da competência do pólo português.”	XVIII Cimeira
2003 7/8 Novembro	“Um ano e meio a dois anos após o início do funcionamento integrado do OMIP e OMIE, alcançadas as condições necessárias e por decisão dos Governos de Espanha e Portugal, as Sociedades Gestoras do OMIP e OMIE fundir-se-ão e constituir-se-á o OMI (mantendo-se, no entanto, a filosofia do carácter bipolar actual na gestão dos Mercados a Prazo e Mercado Diário e Intradiário).”	XIX Cimeira
3) Propriedade do Operador do Mercado Ibérico		
2001 14 Novembro	“As Adimistrações espanhola e portuguesa comprometem-se a adoptar as medidas necessárias para que o OMI, cujo capital deverá ser aberto a empresas de ambos os países, actue de forma rigorosamente imparcial.”	Protocolo
2002 2/3 Outubro	a) “A gestão do mercado diário e intradiário será da competência do pólo espanhol; b) a gestão dos mercados a prazo será da competência do pólo português.”	XVIII Cimeira
2003 7/8 Novembro	“Até ao final de 2003, as sociedades gestoras de cada mercado, OMIP e OMIE, deverão efectuar uma troca de participações correspondente a 10% do capital de cada uma delas. No prazo máximo de um ano a contar do início de funcionamento do MIBEL, as sociedades gestoras dos dois mercados deverão ajustar a respectiva estrutura accionista, de forma a que nenhum accionista individual possua mais que 5% do capital de cada um dos operadores de mercado. Adicionalmente, os agentes do sector eléctrico no seu conjunto deverão igualmente estar limitados a um máximo de 40% do referido capital. É ainda determinado que os operadores do sistema de ambos os países não poderão ter participação accionista nessas sociedades gestoras, requisito que deverá cumprir-se no prazo máximo de um ano a contar do início do funcionamento do MIBEL. Até dois anos após o início do funcionamento integrado dos pólos do MIBEL, as sociedades gestoras de cada operador nacional, OMIP e OMIE, respectivamente, deverão fundir-se para a constituição de operador do Mercado Ibérico único.”	XIX Cimeira

4) Unicidade do Operador do Sistema		
2001 14 Novembro		Protocolo
2002 2/3 Outubro	“Os Governos de Portugal e Espanha comprometem-se a estudar possíveis formas de aproximação, a médio prazo, dos respectivos operadores das redes de transporte de electricidade e gás.”	XVIII Cimeira
2003 7/8 Novembro	Dois operadores do sistema.	XIX Cimeira
5) Outras resoluções e previsões		
2003 31 Dezembro	OMIP e OMIE efectuam troca de participações correspondentes a 10% do capital de cada uma das sociedades.	OMIP/OMIE
2004 20 Janeiro Até 20 Abril	Acordo internacional.  Implantação de todos os mecanismos operacionais de funcionamento dos dois pólos de mercado e respectiva integração. Regulamentação harmonizada dos mercados de electricidade à vista e a prazo em Espanha e Portugal. Resolução da maioria dos contratos de aquisição de energia em Portugal. Institucionalização do conselho ibérico de resolução.	Governos
20 Abril  Após 20 Out. 31 Dezembro	Início do funcionamento do MIBEL. Funcionamento integrado dos dois pólos do Operador do Mercado Ibérico. Mercado a prazo financeiro. Oferta de venda de 90% do capital do OMIP. Limite individual de 5% e global de 40% para participação dos agentes do sector eléctrico no capital de OMIP e OMIE (operadores de sistema: limite 0%).	OMIP/OMIE  OMIP OMIP Governos OMIP/OMIE
2005-2006 Outubro-Abril	Fusão de OMIP e OMIE em OMI.	Governos

Fonte: Vasconcelos, 2004

Entretanto, outras cimeiras tiveram lugar e diplomas e protocolos foram estabelecidos, alguns dos quais se listam a seguir.

- i) Portaria n.º 945/2004 de 28 de Julho – autoriza a constituição do mercado de operações a prazo sobre energia eléctrica gerido pelo OMIP.
- ii) Portaria n.º 927/2004 de 27 de Julho – autoriza a OMIClear<sup>23</sup> a actuar como câmara de compensação e contraparte central relativamente a operações a prazo sobre energia eléctrica.
- iii) Acordo de Santiago de Compostela (1 de Outubro de 2004) – Aprovado pela Resolução da Assembleia da República n.º 23/2006 de 23 de Março.
- iv) XXI Cimeira Luso-Espanhola (Évora – Novembro 2005).
- v) Portaria n.º 643/2006 de 26 de Junho – Confere aos comercializadores regulados a obrigação de negociarem 5% da energia em leilões quinzenais.
- vi) XII Cimeira Hispano-Lusa (Badajoz – Novembro 2006).

<sup>23</sup> Por imperativos de índole legal, o OMIP criou a OMIClear, entidade responsável pelas funções de «Câmara de Compensação e Contraparte Central» das operações efectuadas no mercado de derivados do MIBEL, com a inerente separação de funções entre as duas sociedades.

### 3.3.1. Aspectos estruturais do sector

A separação de actividades imposta em cada um dos dois países permite desempenhar dentro de uma mesma estrutura empresarial actividades reguladas (transporte e distribuição) e liberalizadas (produção e comercialização). Na prática, esta integração vertical das empresas do sector eléctrico dificulta o desenvolvimento de actividades que deveriam decorrer em regime de livre concorrência.

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

O sector eléctrico em Portugal e em Espanha vem-se caracterizando por um elevado nível de concentração, com cinco empresas verticalmente integradas constituídas em grupos empresariais detentores da rede e da maioria dos meios de distribuição e do negócio da comercialização. Tal situação constitui um factor de desencorajamento ao aparecimento de novos concorrentes nas actividades liberalizadas (produção e comercialização), pois um novo comercializador enfrentará o elevado risco de não conseguir obter energia eléctrica, em termos de quantidade e de preço adequado, de molde a satisfazer os seus contratos e a obter lucros suficientes. O problema coloca-se de forma idêntica para os novos produtores.

Em Portugal, os produtores de energia eléctrica pertencentes ao SEP têm tido contratos de aquisição de energia (CAE) de longo prazo com a REN para a venda em exclusivo de toda a energia eléctrica que produzem. Em Espanha, desde a liberalização do sector e com a constituição do mercado de compra e venda de energia eléctrica os produtores de energia passaram a receber os já referidos CTC.

Para um funcionamento transparente do mercado ibérico é fundamental que os produtores façam as suas ofertas em igualdade de circunstâncias, ou seja, que eventuais compensações sejam de alguma forma harmonizadas. Torna-se por isso indispensável analisar as formas de revisão das condições contratuais nos dois países, de molde a garantir que tais compensações as abranjam parcial ou totalmente sem causar distorções.

Noutra área, a União Europeia tem mostrado um forte empenho no cumprimento dos compromissos assumidos no Protocolo de Quioto em matéria de redução das emissões poluentes. Neste sentido, a maioria dos países da UE vem reforçando os incentivos à produção de fontes «limpas», nomeadamente desenvolvendo programas de apoio a produtores de fontes mini-hídricas a partir de outras fontes de energias renováveis e de criação de instalações de cogeração a partir de gás natural. Em consequência, estes produtores têm vindo a instalar-se a um ritmo elevado, com tendência para aumentar, esperando-se que a sua produção atinja uma quota de cerca de 50% no início da próxima década. Devido ao peso destes produtores cada vez mais significativo no sector eléctrico, a sua intervenção no mercado apresentará vantagens se aumentar o número de agentes participantes e, consequentemente, se incrementar o volume de negócios e a sua liquidez. O regime de incentivos foi sendo proporcionado via uma tarifa subsidiada que faculta a tais produtores uma retribuição maior do que aos restantes, complementada com a obrigação de

as distribuidoras comprarem a energia que eles colocam na rede, sistema que não permite a sua integração de forma directa no mercado.

### 3.3.2. Entidades intervenientes no Mercado Ibérico

As empresas proprietárias dos centros electroprodutores de energia eléctrica são os agentes naturais de mercado do lado da oferta, importando definir de que forma podem actuar no mercado. Para além deles, outros actores poderão intervir:

- agentes externos ao Mercado Ibérico;
- comercializadores.

A introdução da figura do comercializador, com competências bem definidas, permite o desenvolvimento da liberalização e da competitividade no sector eléctrico, simplificando o processo de funcionamento envolvendo produtores e clientes e o relacionamento com o Operador de Mercado. Do lado da procura, como agentes naturais do mercado encontram-se os consumidores de energia eléctrica, bem como as empresas de distribuição. Podem ainda coexistir comercializadores e agentes externos ao Mercado Ibérico.

### 3.4. Breve avaliação da situação do sector eléctrico em Portugal e em Espanha

O consumo de energia eléctrica em Portugal e em Espanha apresenta algumas similitudes, como nomeadamente se enunciam, de acordo com ERSE (2002):

- estruturas sectoriais muito semelhantes;
- taxas de crescimento médio anual muito superiores à média europeia na década de 90, embora os valores de consumo *per capita* se situem abaixo dessa média europeia;
- taxas de crescimento médio anual muito acima das de crescimento do PIB e, por conseguinte, intensidades eléctricas crescentes;
- grau de penetração no consumo final de energia crescente e semelhante nos dois países.

Até recentemente apenas os clientes de baixa tensão não eram ainda livres de escolher o fornecedor. Os clientes elegíveis, acima da baixa tensão, que efectivamente mudaram de fornecedor representavam cerca de 32% em Espanha e 4% em Portugal.

As quatro maiores empresas de distribuição, todas propriedade de grupos empresariais também eles detentores dos meios de produção e de comercialização, constituíram em 2001 cerca de 94% dos consumidores de energia eléctrica da Península Ibérica.

A produção em regime especial (PRE) – cogeração e fontes renováveis, excluindo a grande hídrica – correspondeu a cerca de 14% da produção total de energia eléctrica

em cada um dos países, mas espera-se que até 2010 aumente, incluindo a grande hídrica, até à ordem dos 29% em Espanha e 39% em Portugal. Quanto à cogeração, a meta a é atingir 18% em ambos os países.

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

Os dois países não são auto-suficientes em termos de abastecimento de energia eléctrica mas dispõem de margens de reserva suficientes, se bem que sujeitas à irregularidade hidrológica, e têm em construção várias centrais eléctricas, sobretudo de tipo ciclo combinado e eólico.

As quatro maiores empresas de produção – todas elas pertencentes a grupos empresariais também detentores de empresas de distribuição, comercialização e produção a partir de fontes renováveis – foram responsáveis em 2001 por mais de 70% da produção total da Península Ibérica.

A grande maioria das empresas de produção de energia eléctrica em regime ordinário actualmente instaladas na Península goza de protecção das suas receitas: em Espanha, tal protecção provém dos CTC, a recuperar até 2010; em Portugal, cada central eléctrica vinculada dispõe de um contrato de venda exclusiva à REN, para abastecimento do SEP, dependendo a duração dos contratos do tempo de vida da central (o último terminaria em 2024).

A rede de transporte espanhola engloba equipamentos pertencentes a várias empresas, maioritariamente propriedade da REE, o único Operador do Sistema. A rede de transporte portuguesa engloba equipamentos pertencentes à REN, também esta o único Operador do Sistema. A interligação entre Espanha e Portugal realiza-se através de duas linhas de 400 kV e três de 220 kV. Os valores indicativos da capacidade disponível para fins comerciais registados durante o ano 2001 situaram-se entre 50 e 1500 MW.

Por lei está prevista a coexistência de um regime de contratação bilateral livre com um mercado organizado gerido em regime de exclusividade nos dois países (pelo OMEL em Espanha, pela REN – Gestor de Ofertas – em Portugal), embora disposições legais ou regulamentares tenham condicionado o desenvolvimento real do mercado: em Espanha foi favorecido o mercado organizado, enquanto em Portugal foi favorecida a contratação bilateral.

De uma breve análise, podem retirar-se as seguintes conclusões principais:

- não existência de desequilíbrios estruturais, quer a nível individual, quer no conjunto dos dois sistemas, o que facilita a construção do MIBEL;
- crescimento genérico muito elevado do consumo de energia eléctrica, o que obriga a investimentos volumosos em nova capacidade de produção;
- crescimento muito elevado do investimento subsidiado em nova capacidade de produção de energia eléctrica a partir de fontes de energia renováveis e de instalações de cogeração (PRE);

- necessidade de harmonizar as regras de recuperação dos investimentos dos produtores em regime ordinário, de modo a não distorcer nem a concorrência nem a formação dos preços da electricidade no mercado;
- quadro empresarial dominado por quatro grandes grupos, o que implica prever mecanismos de controlo e de actuação adequados ao desenvolvimento da concorrência mútua, bem como incentivos à entrada de novos operadores – é positivo que alguns desses grupos tenham iniciado a sua iberização ainda antes da assinatura do Protocolo, por aquisição de activos, por investimentos em novas centrais eléctricas, por comércio grossista transfronteiriço e por venda a clientes finais em ambos os países;
- necessidade de construir novas linhas de interligação e de reforçar as existentes, já que as actuais são insuficientes para o desenvolvimento do MIBEL e do Mercado Interno de Electricidade.

#### 3.4.1. Organização do mercado grossista

Existem diferentes formas de organização de um mercado de electricidade e serviços associados. Dentre as mais utilizadas, destacam-se os Contratos Bilaterais Físicos e o mercado diário de energia eléctrica, *pool*.

A celebração dos CBF constitui uma forma de relacionamento comercial bipartida em que uma das partes se compromete a colocar na rede a energia eléctrica contratada, enquanto a outra se compromete a recebê-la. Estes contratos devem ser do conhecimento dos operadores do mercado e do sistema, entidades responsáveis pela verificação e validação técnica dos mesmos, bem como pelo relacionamento comercial com as partes envolvidas que tenha a ver diga directamente com o restante mercado, segundo critérios transparentes, independentes e objectivos.

O eficaz funcionamento do Mercado Ibérico, à semelhança de qualquer outro, está directamente relacionado com o número de agentes de ofertas que nele actuam, tornando-se importante criar medidas que aumentem o seu número.

#### 3.5. Custos de transição para a concorrência e contratos de aquisição de energia

A transição para um sistema de mercado não pode negligenciar compromissos anteriormente assumidos – os CTC em Espanha, os CAE em Portugal – e deve acautelar a recuperação de eventuais custos ociosos que surjam na actividade de produção (ERSE, 2002). Em Espanha, esses custos foram já identificados e parcialmente recuperados. Em Portugal, serão identificados com a revisão dos contratos de venda em exclusivo dos produtores do SEP à REN.

A convergência das metodologias usadas para determinar o montante dos custos ociosos em cada país e dos mecanismos de recuperação desses valores releva da maior importância para a criação de um mercado eficiente e transparente em que os preços se formem livremente, factor decisivo para o sucesso do MIBEL.



Para que o mecanismo de recuperação dos custos ociosos não adultere condições necessárias a uma concorrência saudável e efectiva, importa que ele permita: 1) não levantar barreiras à entrada e à saída de novos produtores no sistema; 2) aparecimento de um número suficiente de agentes a operar no mercado; 3) escoamento da energia eléctrica desde a produção até ao consumo; 4) estabelecimento eficiente de preços no mercado.

O modo adoptado para calcular o valor dos custos ociosos a pagar aos produtores depende em grande parte do modelo organizacional vigente antes da liberalização e dos compromissos que não forem respeitados. Uma vez que no novo regime os produtores continuam a produzir e a vender energia, o valor a pagar deverá corresponder à diferença entre os proveitos esperados nos dois regimes. Pode naturalmente tornar-se difícil o estabelecimento do modo de cálculo, dada a incerteza na determinação de proveitos expectáveis em regime de mercado, mas existem vários caminhos para ultrapassar as dificuldades.

Uma solução possível consiste em definir *a priori* um preço de referência de mercado e *a posteriori* proceder a um ajuste, 'para baixo ou para cima', com base nos preços reais do mercado. Esta solução tem a vantagem de assegurar que os produtores recebem o valor que lhes é devido, mas pode influenciar a formação de preços no mercado.

Outra solução passa pela determinação da melhor estimativa para o preço de mercado, não prevendo ajustes *a posteriori* em função dos preços reais. Esta solução permite que os produtores ofereçam livremente no mercado e que os preços deste não sejam condicionados, mas comporta também desvantagens:

- a) por um lado, o valor global a receber pelos produtores passa a ser incerto;
- b) por outro, se o número de agentes for pequeno, o seu poder de mercado pode fazer subir os preços.

Qualquer destas soluções implica a estimativa do preço de mercado, sendo o método ideal aquele em que é o próprio mercado a determinar os custos ociosos, por exemplo no caso dos CAE recorrendo a leilões: o valor dos custos ociosos é dado pela diferença entre o valor do contrato e o valor oferecido em leilão. Neste caso não são necessários ajustes *a posteriori*, o que permite que os preços de mercado não sejam condicionados.

Um modo de mitigar os inconvenientes da solução em que se estabelece o preço de referência *a priori* consiste em permitir o ajuste ao valor a receber pelos produtores durante um período de tempo suficientemente alargado, de forma a não interferir com estratégias de curto prazo.

Numa metodologia em que se pretenda encontrar uma boa solução para a valorização dos custos ociosos, deviam constar os procedimentos seguintes:

- anularizar o montante a recuperar num prazo pré-definido;
- incorporar a anuidade na tarifa de acesso (o montante anual a recuperar deve ser rigorosamente estabelecido de molde a assegurar a recuperação integral);
- não haver lugar a qualquer ajustamento até ao final do prazo pré-definido, caso se opte em Portugal pelo mecanismo sem ajustes *a posteriori* ou pelo leilão;

- haver lugar ao ajustamento da anuidade ao fim do primeiro período de quatro anos (2003-2006), caso se optasse pelo mecanismo em que se define *a priori* um preço de referência e depois se realize um ajuste, como sucedeu em Espanha.

### 3.6. Medidas *ex-ante* e medidas *ex-post*

O MIBEL é naturalmente influenciado pela pré-existência de quatro fortes grupos empresariais que controlam três quartos da produção e a quase totalidade das actividades de comercialização e distribuição. À concentração nos negócios estes grupos acrescentam uma acentuada concentração vertical: desenvolvem actividades de produção, distribuição, comercialização e nalguns casos de transporte.

Esta conjuntura constitui um potencial obstáculo ao funcionamento correcto do mercado concorrencial, caso não sejam adoptadas medidas regulatórias que estimulem a competitividade dos intervenientes. Na opinião das autoridades de regulação, as medidas propostas para o MIBEL dão margem suficiente para o desenvolvimento de um mercado competitivo, eficiente na utilização de recursos no curto prazo e gerador de incentivos para atrair investimentos necessários à satisfação da procura futura.

As medidas propostas não abordam directamente aspectos de concentração horizontal ou vertical, já que se entende que estes não cabem no âmbito dos mandatos da CNE e da ERSE relativos ao desenvolvimento organizacional do MIBEL, mas a maior parte delas é implicitamente motivada pelo elevado grau de concentração do sector.

As medidas que se propõem para induzir competitividade podem ser de dois tipos: *ex-ante* e *ex-post*. As medidas *ex-ante* pretendem minimizar disfunções do mercado ainda antes que elas se produzam, enquanto as medidas *ex-post* corrigem desequilíbrios ocorridos durante o funcionamento do mercado. Estas últimas devem ser aplicadas apenas em situações muito claras de alteração do mercado, já que muitas vezes não é possível corrigir os efeitos negativos que afectem todos os agentes.

As medidas *ex-ante* englobam-se em dois grupos fundamentais, a saber: as que constituem acções sobre a estrutura de propriedade e gestão do sector e visam o incremento da transparência no mercado e as que se referem a limitações das possibilidades de contratação. As do primeiro grupo têm sobretudo em vista o aumento da liquidez e clareza do mercado, enquanto as do segundo são expressamente dirigidas para a limitação das oportunidades de alterar os preços.

Dentre as medidas do primeiro grupo salientam-se as seguintes:

- publicitar preços oferecidos pelos produtores através de contratação bilateral;
- limitar a duração dos contratos bilaterais;
- limitar as penalizações aos consumidores por suspensão antecipada de contrato;
- limitar a contratação bilateral entre empresas de um mesmo grupo empresarial.

Como medidas englobadas no segundo grupo propõe-se o controlo directo dos preços através do estabelecimento de preços-limite ou a declaração dos custos do serviço nos casos em que este não seja oferecido em regime concorrencial.

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

A rápida detecção de qualquer alteração do funcionamento normal do mercado é condição indispensável para poder adoptar medidas adequadas e evitar efeitos nocivos sobre os participantes – em particular, sobre os consumidores. Sugere-se, por isso:

- acesso à informação do mercado por parte das autoridades de regulação;
- acompanhamento conjunto do mercado pela CNE e pela ERSE;
- cooperação entre as autoridades de regulação e as de concorrência<sup>24</sup>.

### 3.7. Segurança do abastecimento

Além do supervisionamento dos preços e do comportamento dos participantes é necessário avaliar a margem de reserva do sistema eléctrico da Península Ibérica, de molde a garantir segurança do abastecimento de electricidade a curto e longo prazo.

No que se refere ao longo prazo, deve verificar-se se os investimentos em centrais de produção e na infra-estrutura de rede garantem a satisfação da procura em apropriados níveis de segurança. Os investimentos na infra-estrutura de rede têm por base planos aprovados e publicados e são maioritariamente realizados por empresas reguladas que têm actuado em regime de monopólio. Os investimentos em centros electroprodutores obedecem à lógica própria dos investidores no sector e à percepção que eles têm das oportunidades de negócio.

Embora a existência de uma tarifa de garantia de potência, a pagar a todos os produtores que se encontrem efectivamente disponíveis, constitua um forte incentivo à construção de novas centrais eléctricas, nada garante que se atinja o nível necessário. Assim sendo, importa prever desde já mecanismos que permitam colmatar eventuais défices de investimento em produção, nos termos já propostos pela Comissão Europeia em Março de 2001 (ERSE, 2002).

Como pudemos constatar, a construção do MIBEL não tem cumprido, nem de longe, o calendário inicialmente projectado prevendo-se à data em que se escreveram estas linhas o seu arranque para o segundo semestre de 2006. Mas recentemente (Setembro de 2007) o presidente da ERSE reconheceu uma vez mais a persistência de obstáculos no arranque do MIBEL ao referir a existência de problemas no início da liberalização do mercado da energia em Portugal, nomeadamente no que diz respeito ao diferencial de preços na interligação entre Portugal e Espanha.

É oportuno recordar algo de algum modo pode interferir com a qualidade e segurança do abastecimento. Assim, ponto é que vem persistindo um conjunto de questões de mais difícil clarificação, tais como o impacto dos pagamentos relativos

<sup>24</sup> Para maior detalhe, veja-se ERSE, 2002.

a custos ociosos (CTC e CAE) sobre os preços do mercado, a definição da tarifa de garantia de potência e do mecanismo da retribuição dos produtores, a definição e implementação do modelo de enquadramento da produção em regime especial, o aumento da capacidade das linhas de interligação e a descrição dos níveis de congestionamento nas redes e interligações.

Ao nível da estrutura sectorial é ainda grande o grau de concentração na produção e tem-se assistido a diversas tentativas de fusões e aquisições de grandes operadores ibéricos que podem provocar alterações no grau de integração vertical e horizontal. Há necessidade de estabelecer uma sólida articulação entre os operadores do mercado e os operadores do sistema, de implementar um sistema de informação que permita o correcto funcionamento do MIBEL e o exercício efectivo do direito de escolha do fornecedor.

Enfim, a questão da garantia do abastecimento será sempre um ponto sensível que requer uma monitorização eficaz, tornando-se também imprescindível uma coordenação com o mercado de emissões.

## CAPÍTULO 4

### DESAFIOS POSTOS AO INVESTIDOR NO NOVO CONTEXTO EUROPEU

Cada vez mais o investidor está atento à conjuntura macroeconómica e ao desenho e regras do sector em que actua, sobretudo quando este está sendo alvo de importantes reestruturações, bem como às fontes de incerteza e à concorrência oligopolista. Daí que retomemos neste capítulo alguns aspectos já abordados em capítulos anteriores, com o objectivo de agora fazer ressaltar vectores críticos influentes no processo de tomada de decisão de investimento.

Naturalmente impõe-se reflectir sobre os desafios que se deparam a um investidor no Mercado Interno Europeu e, em particular, no Ibérico. Especial atenção deve ser votada às novas condições para a possibilidade de investir em produção de electricidade, nomeadamente aos aspectos que respeitam ao acréscimo de risco, à incerteza regulatória, à adaptação estratégica e à integração empresarial.

#### 4.1. Unir ou fragmentar?

Não obstante o propósito unificador da Directiva 96/02/CE, mantido na Directiva 2003/54/CE que entretanto revogou aquela, é patente a falta de abordagens harmonizadoras direccionadas para questões como o desenho e as regras dos mercados grossistas de curto prazo, a gestão das restrições nas interligações internacionais e aspectos referentes a investimentos de longo prazo em produção e transmissão de electricidade. Enquanto a Directiva se centra na formação de um Mercado Único de Electricidade pan-europeu, o processo de reestruturação tem dado lugar a diversos mercados fragmentados, cada um com um grau diferente de liberalização, e desenhados segundo princípios e normas diversas.

Os diferentes mercados europeus de electricidade têm estado a abrir-se à concorrência com velocidade espantosa nalguns casos (Reino Unido e Países nórdicos, como vimos anteriormente) e mais lentamente noutros (França e Itália), o que cria oportunidades relevantes, bem como desafios interessantes, tanto para as empresas dominantes já instaladas como para as novas entrantes.

A concorrência já começou a expor as empresas dominantes do sector a pressões intensas para reduzir custos, reexaminar estratégias, reavaliar o papel no hodierno mercado e olhar além fronteiras em busca de oportunidades renovadas. Nos últimos anos tem sido patente o acelerar de fusões, alianças estratégicas e investimentos entre

países, sendo natural que esta orientação se acentue. Existe uma tendência para a criação de empresas *multutilities* que congreguem em simultâneo actividades de electricidade, água, gás e telecomunicações, entre outras.

Muitos dos desafios para a liberalização da indústria da electricidade europeia emergem da tensão entre a soberania nacional que cada Estado-Membro pretende exhibir sobre esta indústria tão importante e as aspirações federalistas combinadas com um desejo tecnocrático de despolitizar de forma linear um assunto económico desta natureza.

Os casos de organização analisados confirmam a ideia de que uma parte da diversidade das reformas do sector eléctrico provém dos diferentes objectivos do lado da «procura» da reestruturação, nomeadamente devido à anterior variedade das formas de organização industrial do sector. Outra parte da diversidade pode ser atribuída às diferenças do lado da «oferta» da reestruturação e assenta na multiplicidade de instituições que empreendem a reforma. Esta pluralidade de reestruturações pode retratar uma oportunidade e uma motivação para a investigação económica que frequentemente se defronta com a impossibilidade de experimentar soluções concretas para provar raciocínios alternativos. No entanto, em virtude da complexidade dos diferentes modelos de reestruturação (Hunt, 2002), da impossibilidade de os comparar exaustivamente a partir da teoria económica (Wolak, 1997) ou de os simular com precisão num computador (Stoft, 2002), as ligações entre as características económicas e a sua práxis permanecem ainda imperfeitamente conhecidas (Glachant, 2003).

Para melhor compreender as ligações entre a eficácia e as características do *design* industrial é preciso aceitar a variedade organizacional como um dos dados objectivos a analisar, em vez de a ignorar ou encarar como um erro manifesto de concepção. É também importante não esquecer a falta de permanência dos desempenhos no seio das diferentes fases do ciclo muito longo das reestruturações do sector eléctrico.

Persiste assim um número de questões críticas condicionantes do sucesso das empresas e dos países.

- Irão todos os consumidores ganhar com a baixa de preços prevista com a introdução da concorrência ou serão uns beneficiados em detrimento de outros?
- Serão duradouras as baixas de preços ou voltarão estes gradualmente a subir, uma vez consolidada a concorrência e excedida a capacidade instalada corrente?
- Qual será o estatuto de empresas estatais gigantes, como a francesa EDF ou a italiana ENEL?
- Ir-se-á manter o ritmo de fusões e aquisições entre países ou irá abrandar fruto da pressão das autoridades anticartel europeias?
- Quantas bolsas de energia irão sobreviver no futuro Mercado Interno Europeu?
- Que oportunidades e ameaças provirão dos agressivos concorrentes americanos que ambicionam ocupar um lugar de destaque na Europa?
- Poderão países como a Suíça, não membros da EU, continuar de fora ou serão forçados a integrar-se?
- Como serão abordadas questões sobre o ambiente, as energias renováveis e outros assuntos de cariz social no novo mercado liberalizado?

A evolução recente dos mercados sugere que será a diversidade, que não a uniformidade, a tónica dominante nos próximos anos e que as diferenças entre os países subsistirão. Alguns observadores do processo, como Bergman (2003), postulam que o futuro será a coexistência de diversos blocos regionais interligados fisicamente de forma restrita, ao invés do mercado unificador pretendido na génese do processo de liberalização. Os mercados liberalizados introduzem um maior nível de risco que os participantes terão de saber gerir a nível financeiro, regulatório ou político. Certas resistências à mudança têm sido sentidas tanto por parte de grupos de pressão industrial como por interesses políticos dos países.

A crise da Califórnia e a falência da Enron vieram dar força aos mais temerosos da liberalização e despertaram receios de que um mercado concorrencial possa ser politicamente insustentável, pelo menos sem um delineamento e regulação cuidadosos.

A experiência vivida na Europa e na América do Norte sugere que existem várias condições para que uma liberalização dos mercados da electricidade e do gás seja bem sucedida.

Uma primeira condição para um mercado grossista ser competitivo exige que os distribuidores potenciais tenham acesso ao sistema de transmissão, de forma a alcançar os clientes. Newbery e Pollit (1997) argumentam que esta condição é satisfeita com a separação da propriedade das actividades de transmissão e produção (não apenas a separação contabilística), senão confronte-se o sucesso desta estratégia em Inglaterra e Gales com o fracasso da privatização na Escócia, que deixou inalteradas as duas empresas dominantes verticalmente integradas. Num mercado multinacional como o europeu esta circunstância requer que distribuidores, negociadores e consumidores possam angariar parceiros de negócios dentro e fora dos respectivos países.

Outra condição diz respeito à segurança da oferta. No que se refere à electricidade, é necessário que a rede de infra-estrutura seja adequada, que exista capacidade de produção suficiente e que haja segurança no abastecimento dos combustíveis primários (gás, carvão, petróleo, etc.).

Por último, é imprescindível um apropriado plano do aparelho regulatório dos mercados das *utilities* liberalizadas. Esta condição é menos óbvia e pode até parecer paradoxal, sendo ignorada por vários países.

Em suma, a liberalização, se apenas acompanhada da livre escolha do consumidor final e de uma reestruturação branda, não se traduz de imediato na existência de um mercado concorrencial. São necessárias, além de um rigoroso desenho do mercado, a criação de regras, a constituição de instituições reguladoras e de formas de negócio e a imprescindível monitorização do próprio mercado, dadas as formas de abuso do poder que se têm vindo a verificar (recordem-se os casos da Califórnia, de Inglaterra e Gales e de Espanha, analisados no capítulo anterior). Concluindo, «liberalizar» é diferente de «criar um mercado da electricidade concorrencial».

Estas questões que nos parecem determinantes para os processos de liberalização e de re-regulação do mercado de electricidade constituem um desafio para todos os intervenientes nesta indústria.

Nas secções seguintes centramo-nos nalguns aspectos fundamentais inerentes à criação de um mercado eléctrico concorrencial.

## 4.2. Segurança do fornecimento e serviço público

Regressa-se aqui ao tema da segurança, já abordado no âmbito particular do MIBEL, na secção 3.7.

No que respeita às fontes de energia primárias, a União Europeia está fortemente dependente das importações. O Livro Verde de 2000 da Comissão relativo à segurança do aprovisionamento pôs em evidência a fragilidade estrutural do abastecimento energético da UE e alertou para o aumento da dependência das importações. A situação é particularmente preocupante no que respeita ao gás. No caso da electricidade, a UE poderá continuar a recorrer parcialmente a fontes internas, incluindo as renováveis, e a combustíveis para os quais existe um mercado mundial diversificado (carvão e urânio).

A segurança do abastecimento é um factor determinante da actividade económica e da independência política. Em situações de bom funcionamento do mercado, em que a oferta e os preços sejam aceitáveis, os riscos da dependência energética tornam-se negligenciáveis. Devido ao carácter não-armazenável da electricidade, oferta e procura requerem um contínuo e equilibrado confronto. Num sistema interligado, falhas locais de encontro entre oferta e procura podem conduzir a cargas excessivas em grandes áreas, a menos que existam sistemas de segurança fiáveis que limitem a extensão de tais desequilíbrios (veja-se Stoft, 2002, para alguns exemplos).

No antigo modelo sectorial a oferta de energia estava verticalmente integrada (principalmente produção e transporte) e sob controlo centralizado. O Operador do Sistema não só controlava o despacho, como também o investimento em produção e transporte. Assegurava ainda uma margem de reserva adequada, quer na sua área de controlo, quer através de contratos de longo prazo com jurisdições adjacentes. Com a Directiva Comunitária deixou de existir uma forma automática de assegurar a adequação da reserva, o que provocou uma grande mudança em termos de transferência de responsabilidades e se revestiu como um desafio para os Estados-Membros. A questão da segurança do abastecimento de energia eléctrica tornou-se por conseguinte um tópico de acesa discussão, seja em termos políticos, seja em atitudes de investigação.

Em Julho de 2007 todos os consumidores deveriam ter passado a ser elegíveis e a dispor da possibilidade de seleccionar os fornecedores de electricidade e de gás que fossem mais competitivos. Neste contexto é importante que a abertura do mercado ofereça aos clientes o mesmo grau de fiabilidade no que toca ao fornecimento de electricidade e de gás e, pelo menos, o mesmo grau de transparência e compreensibilidade da forma como lhes é cobrado este serviço, tenham ou não decidido mudar de fornecedor. Do mesmo modo, no que respeita às disposições das directivas relativas à rotulagem das fontes de energia, os Estados-Membros terão de assegurar uma boa aplicação destes requisitos para que os consumidores possam fazer uma escolha esclarecida.

Para além de garantir o cumprimento das condições impostas por estas directivas, outra preocupação principal da Comissão Europeia é que as obrigações de serviço público não resultem na distorção dos mercados e ofereçam aos fornecedores igualdade de acesso aos clientes.

Ainda que as companhias de electricidade tenham reduzido a capacidade excedentária disponível em resposta à introdução da concorrência no sector, a adequação da electricidade na União Europeia tem vindo a desenvolver-se satisfatoriamente desde a abertura do mercado (CE, 2005). Colheram-se ensinamentos das dificuldades causadas



pela onda de calor do Verão de 2003 e apesar de no Verão de 2005 se ter mais uma vez assistido a um pico de procura nalguns países da Europa do sul, tal facto não causou problemas de maior no abastecimento. Aguardava-se que o Parlamento e o Conselho aprovassem uma directiva sobre a segurança do aprovisionamento e o desenvolvimento das infra-estruturas de electricidade, a ser transposta até ao final de 2007, nos termos da qual os Estados-Membros deverão criar um quadro regulamentar fiável que conduza a novos investimentos, quer na produção, quer em infra-estruturas eléctricas.

#### 4.3. Aspectos ambientais<sup>25</sup>

O Mercado Interno de Energia terá de se desenvolver de forma consistente com os objectivos comunitários de sustentabilidade, o que implica a manutenção dos incentivos necessários para apoiar a penetração das energias renováveis, a redução das emissões e a gestão da procura. A liberalização oferece igualmente uma oportunidade para a entrada no mercado de novos actores e para o desenvolvimento de estratégias de diferenciação dos mercados, com base, por exemplo, em critérios ambientais.

As informações fornecidas pelas autoridades dos Estados-Membros mostram que essas políticas continuam a seguir o seu caminho. Segundo a Comissão Europeia (2004), durante 2003 foram adicionados às carteiras das diferentes empresas mais de 7000 MW provenientes das energias renováveis e de uma capacidade de cogeração eficiente, principalmente na Alemanha e em Espanha. Isto representou muito mais de 50% das novas capacidades de geração acrescentadas nesse ano.

As perspectivas de desenvolvimento futuro são significativas, com novas tecnologias como a microcogeração a começar a irromper no mercado. Diversos Estados-Membros continuam igualmente a seguir uma abordagem activa de gestão da procura através de incentivos fiscais.

É de salientar neste âmbito que à geração por centrais nucleares cabe mais de um terço da produção de electricidade na UE. A quantidade total de energia nuclear produzida nunca tinha sido tão elevada como em 2004 (CE, 2005).

Alguns Estados-Membros (entre os quais a França e a Finlândia) decidiram aumentar o investimento em energia nuclear, a qual, convém frisar, não emite CO<sub>2</sub> e desempenha um papel importante na segurança do aprovisionamento na UE. A Comissão propôs um quadro para os países europeus relativo à questão da segurança das centrais nucleares e da gestão dos resíduos nucleares, determinando que os Estados-Membros o adoptem, tencionem ou não utilizar energia nuclear.

#### 4.4. Poder de mercado e melhoria das interligações

A capacidade de manipular unilateralmente os preços, definida como poder de mercado, é um assunto que tem continuado a merecer progressiva atenção. No quadro

---

<sup>25</sup> A questão do impacto ambiental, das licenças de emissão de CO<sub>2</sub> e dos mercados relacionados não são alvo do nosso estudo por revestirem, *de per se*, linhas de investigação importantes e muito abrangentes, embora eminentemente associadas aos assuntos aqui considerados.

4.1 são apresentados valores de quotas de mercado e do índice de Hirschman-Herfindahl (*vide* subsecção 1.1.3) relativos a alguns países europeus.

**Quadro 4.1** - Concentração de mercado em países europeus segundo o índice *HHI*, em 2001

País	Maior produtor	Quota de mercado*	<i>HHI</i>
Reino Unido	British Energy	15%	529
Holanda	EPZ	20%	1 299
Alemanha	RWE	28%	1 509
Áustria	Vorbund	48%	2 417
Espanha	Endesa	44%	3 082
Itália	ENEL	65%	4 290
Bélgica	Electrabel	86%	7 396
França	EDF	88%	7 757

\* Tendo por base a capacidade instalada

Fonte: Relatórios das empresas, 2001

As medidas de concentração, embora bons indicadores, não são suficientes para identificar o eventual poder de mercado. Os tradicionais testes que aferem este poder são susceptíveis de ser erroneamente transpostos para o mercado da electricidade, por esta não ser armazenável e a elasticidade residual da procura com que um produtor se depara poder variar, num espaço de poucas horas, desde um valor tendencialmente infinito (se existirem adequado excedente de capacidade e poucos constrangimentos na rede de transporte) até um valor praticamente nulo (se o mercado se encontrar fragmentado por sérias restrições na transmissão e existir escassez da capacidade de produção). Assim, a definição do mercado pode tornar-se problemática, mas é crucial para a aferição do nível de concentração e averiguação das suas implicações. A grandeza da quota de mercado pode variar hora a hora em função das restrições da rede de transporte: por exemplo, uma quota de 40% num dado país pode não conferir grande poder de mercado se esse país estiver largamente interligado a fornecedores independentes; pelo contrário, uma quota de 20% pode conduzir a um forte poder de mercado caso se esteja numa situação de grande constrangimento nas interligações.

Tanto observadores externos (Bergman *et al.*, 1999) como a Comissão Europeia defendem um aumento da capacidade de interligação entre os países como forma de combater o poder de mercado nacional e a discrepância de preços na Europa, aumento esse que provocaria a breve trecho melhoria do nível de segurança do sistema, um despacho mais eficiente e a diminuição do poder de mercado. Se os produtores de um dado país puderem vender energia para outro com um risco menor, beneficiarão da integração tanto a nível da produção (protegendo-se contra variações de preços no mercado *spot* local), como da distribuição. Todavia, segundo Gilbert *et al.* (2004), a propriedade além-fronteiras tende a ampliar o poder de mercado, a menos que as regras de mercado sejam cuidadosamente delineadas tendo em conta que as entidades reguladoras nacionais teriam seguramente mais dificuldade em acompanhar empresas com actividades relevantes fora da sua jurisdição.

Outra questão pertinente pode ser suscitada, a saber: os riscos de longo prazo na segurança de abastecimento tenderão a aumentar ou a diminuir com a melhoria das interligações? Num sistema interligado, a capacidade de reserva torna-se um bem público, salvo se o valor do acréscimo de segurança não for adequadamente cobrado aos consumidores: quanto mais abrangente a interligação, mais vasta a área que pode ser servida pela capacidade de reserva. A interligação pode retardar a chegada do momento em que as margens de reserva deixarão de estar em excesso, como tem acontecido na UE, para passarem a exibir níveis eficientes. Todavia, quando tal ocorrer, as falhas de energia passarão a sentir-se em largas regiões da Europa e não apenas a nível local.

#### 4.5. A importância da liberalização do gás

Segundo Newbery (2002b), a liberalização do gás natural é factor determinante para que o mercado da electricidade se torne contestável e para colmatar insuficiências da capacidade de interligação entre mercados de electricidade.

A indústria do gás natural tem-se revelado bastante mais resistente ao processo de liberalização do que a da electricidade, facto para que Newbery (2002a) salienta duas causas primordiais: primeiro, a sua estrutura de custos é mais rígida; segundo, os contratos a longo prazo têm grande importância no financiamento da produção e no desenvolvimento das infra-estruturas. A forte dependência que muitos países da UE têm da importação de gás natural<sup>26</sup> levanta questões de segurança de abastecimento que vêm sendo colmatadas pela existência de contratos de longo prazo. Além disso, o mercado europeu do gás, se comparado com o norte-americano, é relativamente imaturo. Enquanto nos EUA existiam até há pouco cerca de 8000 produtores, ligados a 1600 companhias de distribuição local através de 44 sistemas de canalização inter-estatais e a centenas de pequenas empresas locais (IEA, 2001), a Europa Continental é dominada por um pequeno número de empresas, na sua maioria detidas pelos Estados. Neste mercado imaturo, o enfoque reside na construção da rede de transporte e na maior interligação com os clientes, não se tendo manifestado ainda envergadura para o desenvolvimento de um mercado *spot*.

#### 4.6. Capacidade de produção e novos investimentos

A crise da Califórnia e os diversos apagões sentidos na Europa no Verão de 2003 evidenciaram que a liberalização requer margens de reserva adequadas e um número suficiente de produtores a concorrerem no mesmo mercado.

Na actualidade vem existindo uma margem excedente de capacidade na Europa, embora a diminuir rapidamente, em resposta à baixa de preços. É legítimo neste contexto que os Estados-Membros se preocupem com uma eventual redução da qualidade do serviço e da segurança do abastecimento, caso medidas activas não sejam tomadas no sentido de obviar o subinvestimento.

---

<sup>26</sup> A Europa é pobre em gás natural, recorrendo em larga escala à importação de países como a Rússia, Marrocos e Argélia para garantir a satisfação da procura crescente.

O problema central reside na tensão entre a estrutura do mercado e a adequação do nível de investimento. Sem instrumentos de cobertura, a indústria de produção de electricidade pode considerar insuportável o nível de risco de investimentos a longo prazo, manifestando-se tendência para que os preços se tornem extremamente voláteis.

Da análise do desempenho das diferentes experiências internacionais resulta claro que a existência de legislação nacional, federal ou comunitária não é, só por si, garante de concorrência. Não há experiência de que a concorrência possa emergir espontaneamente, mas uma regulação decidida pode combater e ajudar a ultrapassar barreiras estruturais à concorrência. No entanto, esta busca da concorrência sentida a nível global não está isenta de riscos: se demasiado agressiva, ela pode tornar-se muito dispendiosa e nem sempre é com facilidade aceite pelos trabalhadores da indústria e leva os investidores a ter de fazer face a novos desafios para os quais nem sempre estão preparados.

O confronto entre o desejo de eficiência e concorrência nos mercados retalhistas e grossistas e a vontade de implementar investimentos correctos a longo prazo que garantam a segurança do abastecimento levanta uma questão central no processo de liberalização da energia.

Neste contexto, a necessidade da liberalização simultânea do gás, como atrás se referiu, assume especial relevância. A inovação tecnológica incrementa cada vez mais a probabilidade de escolha adequada de formas mais eficientes e menos dispendiosas de tecnologias de produção. Assim, as novas turbinas de ciclo combinado a gás natural, de pequena escala e com um período construtivo mais apelativo para a aceleração dos negócios deste sector, tornam a entrada mais contestável na actividade de produção.

De um modo geral, liberalizar o mercado da electricidade cria um risco de mercado ao nível grossista, antigamente inexistente numa indústria verticalmente integrada. Preços grossistas baixos transferem benefícios para os consumidores em detrimento do lucro dos produtores, e vice-versa. A resposta natural a este novo tipo de risco é a criação de instrumentos de cobertura de risco (*hedging*) e a sua partilha entre produtores e consumidores. Muitos mercados englobam um leque de contratos financeiros, incluindo os contratos de futuros muito líquidos, para cobertura da volatilidade dos mercados *spot* (à vista).

Muitas mercadorias são homogéneas e armazenáveis, movimentando-se sem grande dificuldade entre mercados, facilitando a emergência de contratos líquidos e padronizados. Não obstante a electricidade ser uma mercadoria homogénea (os electrões são todos iguais...), a sua condição não-armazenável leva, como já foi salientado, a variações substanciais e instantâneas do seu valor. Daí a electricidade comportar-se como produto diferente em sucessivas sessões de bolsa (em cada meia hora, no caso inglês). Os contratos tornam-se mais personalizados, têm custos de transacção mais elevados e revelam poucas hipóteses de normalização, originando mercados que são de muito curto prazo (do dia anterior, *hedging*), restritos a poucos contratos *standard* ou muito ilíquidos. Enquanto os mercados de futuros de outras mercadorias apresentam volumes de transacções muito superiores aos valores da entrega do bem, a transacção de contratos de electricidade raramente ultrapassa 10% da entrega (Newbery, 2002b).

Os mercados descentralizados de electricidade enfrentam deste modo obstáculos consideráveis ao ambicionarem cobrir o risco e encorajar o investimento. Talvez a maior

incerteza em relação às decisões de investir se refira ao tratamento a dar às energias renováveis. Caso a Europa introduza um imposto para o carvão, investimentos em energia eólica e em turbinas a ciclo combinado podem ser estimulados. Todavia, a questão central é que a incerteza aumenta o valor da opção de adiar investimentos irreversíveis e irrecuperáveis, de que a produção de electricidade é um exemplo notório. Neste âmbito, têm sido desenvolvidas novas metodologias de análise de projectos de investimento mais adequadas para lidar com questões de incerteza, irreversibilidade, flexibilidade e interacções estratégicas.

#### 4.7. Condicionantes da escolha do investimento: novas formas de mercado

Torna-se entretanto pertinente enumerar e estudar os principais factores de risco associados a este tipo de investimento. Nesta secção analisam-se factores determinantes na escolha do investimento, de forma conceptual, para no capítulo 5 se avaliar de forma empírica a volatilidade do preço da electricidade, factor primeiro do risco implícito na tomada de decisão de investir.

Como se referiu anteriormente, nos últimos trinta anos os mercados de energia foram conhecendo sucessivas formas de reestruturação devido aos choques petrolíferos e às vagas de abertura à concorrência dos sectores da electricidade e do gás. Os sistemas monopolistas agiam segundo um critério de tempo dilatado em que o objectivo residia essencialmente na satisfação quantitativa da procura. O investimento era regido por previsões de longo prazo referentes às necessidades das populações, sendo nalguns casos directamente comandado pelo Estado.

A questão da tomada de decisão de investir pelos operadores sujeitos à concorrência é crucial para a perenidade dos mercados liberalizados e sobretudo para que o objectivo de uma maior eficiência seja atingido.

Em Gestão, o investimento é considerado como uma decisão financeira na qual a empresa compromete fundos no presente sob formas diversas com o objectivo de gerar *cash flows* futuros (Brealey e Meyers, 1998 Damodaran, 1997). Dixit e Pindyck (1994) insistem no seu carácter irreversível (pelo menos em parte), que o distingue de uma simples aplicação no mercado financeiro, e referem diversas formas que pode revestir (material, imaterial ou financeiro), enfatizando que envolve uma atitude sobre o futuro, o que lhe confere o carácter de uma decisão com risco.

A noção de investimento em ligação com a evolução dos mercados é muito vasta em termos de agentes (produtores, transportadores ou consumidores) e em termos de activos (materiais, de produção, de transporte ou de utilização, aquisição de novas competências, aquisição de empresas concorrentes). Vamos interessar-nos sobretudo pelo investimento em capacidade de produção de electricidade, tentando diagnosticar os seus fundamentos em contexto de liberalização: qual a natureza dos riscos, qual o papel do investimento na estratégia das empresas? Pretendemos nesta secção analisar a natureza dos sinais enviados ao mercado, como são interpretados pelos produtores e como se realiza o ajustamento das capacidades de produção.

Em matéria de investimento e de política tarifária a desregulação representa uma verdadeira revolução. Como se referiu, durante a segunda metade do século vinte os sistemas eléctricos monopolistas foram sendo construídos segundo uma

lógica de planificação fundada em previsões de procura a longo prazo. O arranque da actividade de unidades de produção e de linhas de transporte era coordenado de maneira centralizada, facilitando assim a optimização das infra-estruturas. Além disso, o sector eléctrico participava directamente na escolha da política de energia: segurança de abastecimento e independência energética.

A estrutura de produção é, como se pode concluir dos diversos casos analisados no capítulo 2, fortemente influenciada pelas dotações dos países em energias primárias. Em França, o parque nuclear é o resultado de uma vontade de colmatar a escassez de recursos em energia fóssil e de reduzir a dependência dos hidrocarbonetos. Algumas décadas antes, as barragens construídas nos Alpes foram os primeiros grandes investimentos eléctricos que permitiram explorar o significativo potencial hidráulico do maciço montanhoso francês. A Alemanha e a Espanha desenvolveram um sistema em torno de centrais a carvão, de modo a explorar a produção local. E se a Inglaterra e Gales puderam passar do carvão ao gás foi sobretudo devido à descoberta de importantes reservas no mar nórdico britânico. Por conseguinte, até ao presente tem-se constatado que as dotações em recursos naturais constituem uma forte, quando não a principal, condicionante no que respeita às opções sobre técnicas de produção de electricidade.

Porém, o progresso técnico obtido com as turbinas a gás e a reorganização do mercado do gás natural provocaram uma inversão da tendência. Muito embora a maioria dos países europeus seja dele grande importadora, os projectos de investimento em curso vivem regra geral a partir do gás natural. Se não existirem infra-estruturas de aprovisionamento esta lacuna vai agravar a dependência energética da Europa e fazê-la enfrentar um novo risco, o da evolução do preço do gás. Também por estas razões, desde a abertura à concorrência, o Estado se vem desprendendo das funções de planificador para se concentrar na regulação, procurando pôr em marcha um sistema regulamentar que permita um desenvolvimento harmonioso da concorrência, e vem emitindo sinais que incitam os operadores a tomar decisões que vão de encontro ao interesse colectivo. Como salienta Hogan (2002), a melhoria do funcionamento dos mercados assenta na convicção de que os agentes respondem aos estímulos. A política energética é assim exercida de maneira indirecta, influenciando a escolha dos operadores, sem no entanto ser imposta, tendo por princípio que os sinais devem ser prioritariamente enviados pelo mercado. Isto implica que a acção dos poderes públicos deve conduzir a um sistema aberto que revele todo um conjunto de dados, como o impacto ambiental das diferentes técnicas de produção, os problemas de dependência energética, os problemas de congestionamento e segurança do abastecimento, ou ainda a antecipação das necessidades futuras dos consumidores.

Estas preocupações devem poder ser valorizadas economicamente, o que tem estimulado o objectivo da criação de um conjunto de mercados complementares, incluindo bolsas de electricidade, bolsas de gás, mercados de direitos de emissão e mercados de capacidades de transporte que permitem levar os agentes a escolhas eficientes, via um adequado sistema de preços. Esta multiplicidade de mercados participa na resolução do problema da imperfeição dos mercados eléctricos, sem a qual não é teoricamente possível obter um equilíbrio concorrencial no seio da concorrência perfeita.

Reconhece-se que os processos de re-regulação devem ser progressivamente adaptados em função do comportamento dos agentes. A qualidade dos estímulos

produzidos apenas pode ser julgada pela experiência vivida, não obstante o risco de ocorrerem crises, uma vez que as disfunções podem ser identificadas demasiado tarde, como se passou no caso da Califórnia. A satisfação das missões de interesse geral e a protecção dos consumidores mais vulneráveis, desígnios *a priori* em contradição com uma organização exclusivamente concorrencial, tornam-se igualmente mais difíceis de pôr em prática.

O problema da definição de uma tarifificação óptima do ATR ilustra de modo incisivo esta nova complexidade. A este propósito, a localização geográfica das centrais não é neutra em relação à rede: para evitar a ruptura, é importante assegurar que as capacidades de transmissão são suficientes. Para incentivar os operadores a investir onde as necessidades existem, torna-se necessária uma tarifificação que revele o custo real da transmissão comum, o que passa pelo estabelecimento de tarifas nodais, ou de zona, muito difíceis de calcular especificamente. A congestão é rentável para o transportador que não é estimulado a eliminar as zonas de estrangulamento. Por outro lado, como as decisões de investimento dos produtores são tomadas independentemente do gestor do sistema, este último deve adaptar-se *a posteriori* às decisões individuais. A probabilidade das escolhas conduzirem a um colectivo óptimo é por isso muito reduzida.

#### 4.8. O impacto da regulação na estratégia das empresas

As decisões de investimento representam em parte compromissos irreversíveis que devem sustentar a estratégia das empresas. A desregulação transformou o ambiente das empresas eléctricas ao confrontá-las com uma nova concorrência, frequentemente dura, que põe em questão não apenas a sua cultura e organização, mas também a sua perenidade a longo prazo. Deste modo, a estratégia de investimento dos operadores resulta profundamente afectada.

##### 4.8.1. Um contexto complexo e de risco acrescido

A abertura à concorrência é acompanhada na maior parte dos países por uma abertura a empresas estrangeiras com o objectivo de uma integração internacional, como é o caso, na Europa, da criação do Mercado Único. A concorrência desenvolve-se também nos mercados de gás natural segundo procedimentos análogos, abrindo novas possibilidades de *trading* e arbitragem. As empresas, de início protegidas no mercado, passam a viver num ambiente bastante mais complexo – novos procedimentos de transacções, novo sistema regulatório, etc. – e mais arriscado, em que a incerteza pesa na escolha do investimento. Seguidamente, descrevem-se os principais riscos a que os investidores ficam expostos em tal contexto.

- *O risco do preço de venda da electricidade*

É o primeiro dos riscos de um mercado liberalizado (será objecto de estudo nos capítulos 5 e 6). Os preços da electricidade, extremamente voláteis e imprevisíveis em caso de sobrecapacidade, tendem a alinhar-se com o custo marginal de curto prazo, inferior ao custo marginal de longo prazo, que tem em conta o custo do reinvestimento

em capacidade de produção. À estabilidade das receitas, uma das vantagens do sistema antigo, sucede agora a incerteza dos preços de venda, o que torna mais difícil a construção de cenários e a avaliação dos projectos de investimento. Se isolados, os contratos a longo prazo permitem preservar uma certa estabilidade, sob a condição de não indexarem os preços aos mercados *spot*.

- *O risco da incerteza regulatória*

A re-regulação, processo adaptativo que introduz uma lacuna crucial na compreensão do enquadramento a longo prazo por parte das empresas, implica consequências para as suas estratégias.

Esta incerteza assume tal significado que por vezes leva os governos a serem tentados a tomar decisões que visam proteger os interesses das suas empresas nacionais líderes, como foi o caso em 2001 em Espanha e Itália, que implementaram «leis anti-EDF» limitando os direitos das empresas públicas estrangeiras sobre os mercados domésticos. Tal incerteza repercute-se igualmente nas escolhas futuras respeitantes aos compromissos assumidos no quadro do acordo de Quioto, cuja execução possibilita regulamentações anti-poluição, taxas sobre os óxidos de azoto (NO<sub>x</sub>) ou põe mesmo em jogo os valores das tarifas de compra da electricidade «verde».

- *O risco do preço do combustível*

O desenvolvimento da produção de electricidade através do gás natural, tendência representativa dos mercados eléctricos no mundo, faz aumentar o risco sobre o preço dos combustíveis das centrais. Este risco tem-se elevado de tal modo que se desenvolveram bolsas para o gás natural, inseridas no processo de liberalização do mercado do gás. Torna-se deste modo essencial para os operadores saberem gerir este risco, desenvolvendo capacidades de arbitragem (centrais de bioenergia) ou competências no sector do *trading*.

- *O risco climático*

Este foi um risco sempre existiu, mas que poderá tornar-se mais importante com o desenvolvimento da electricidade «verde». Os parques eólicos estão naturalmente sujeitos à aleatoriedade climática (intensidade dos ventos), devendo os operadores dotar-se de sistemas de cobertura deste risco. Por outro lado, as perturbações climáticas e a multiplicação de catástrofes naturais que se têm vindo a presenciar potenciam o risco da ausência de tais sistemas de cobertura, por carência de recursos hidráulicos, picos excepcionais de calor ou de frio, destruição de linhas eléctricas, etc.. Daí que se presencie o surgimento progressivo de um mercado de derivados climáticos (os *weather derivatives* tiveram o seu grande impulso com a Enron).

- *O risco dos mercados financeiros*

A desregulação, acompanhada de uma vaga de privatizações, traduz-se num exercício vigoroso do poder dos accionistas nas escolhas estratégicas das empresas. Consequentemente, a questão da valorização bolsista das empresas tornou-se elemento fulcral nas escolhas dos gestores: trata-se de enviar adequados sinais para o mercado que, devido à sua essência, são desprovidos de criatividade em matéria de gestão e estão sujeitos a fenómenos de «moda». Este enviesamento pode ser agravado pelas *stock*



*options* (opções sobre acções) que fazem interessar os quadros dirigentes de modo mais directo pela cotação bolsista das suas empresas. Como no caso Enron, este fenómeno pode conduzir a escolhas de elevado risco e fragilizar a empresa (Martins, 2002).

- *O risco de desaparecimento da empresa*

A desregulação reintroduz nos mercados eléctricos o darwinismo capitalista que aponta para que apenas os fortes subsistam, no sentido que J. Schumpeter (1975) apelidava de «destruição construtiva». O desaparecimento dos agentes menos eficientes inscreve-se na lógica da liberalização, podendo traduzir-se em falência ou, mais provavelmente, na absorção por outro concorrente. Este é um risco que aumenta para operadores de pequena dimensão, sobretudo com a chegada ao mercado de gigantes estrangeiros.

A incerteza e o risco, crescentes para as empresas, são-no também para os reguladores. Como se observou na falência da Enron, as autoridades de controlo encontram-se cada vez mais fragilizadas em relação às empresas, cada vez maiores, que se internacionalizam, diversificam e se tornam peritas na exploração de subtilezas de índole contabilística. A desregulação abre às empresas um amplo leque de possibilidades para explorar a capacidade de inovação financeira, enquanto aos recursos dos poderes públicos (limitados geográfica e materialmente) é quase impossível atingir um grau de conhecimento suficientemente apurado sobre as estratégias dos operadores, a fim de anteciparem em tempo oportuno o desvirtuamento do sistema aberto.

#### 4.8.2. A adaptação estratégica das empresas

A transformação das condições de mercado modificou radicalmente as estratégias dos operadores. Na Europa, desde meados da década de oitenta, em consonância com os ensinamentos da *Teoria dos Mercados Contestáveis*, a ameaça de uma abertura rápida à concorrência motivou-os a reduzir custos e preços e a racionalizar os instrumentos de produção. Assim, segundo a Comissão Europeia, de 1995 a 1999 os preços baixaram entre 11% e 18% para a indústria, consoante os países, decréscimo que se acentuou com a transcrição da Directiva em 1999. Por conseguinte, a diminuição de custos tornou-se um considerável eixo estratégico para os diferentes grupos empresariais. A sua consecução passa por acréscimos de produtividade, reestruturações e reorganizações internas que, não raras vezes, põem em causa o estatuto dos trabalhadores. Estas reformas tornam-se geralmente difíceis de implementar por esbarrarem contra a cultura das empresas, tradicionalmente forte.

Constata-se no momento actual que os actores consagram a maior parte dos seus esforços a encetar participações noutras empresas (no seio da União Europeia, na Europa Central e na América), a fim de adquirirem posição concorrencial forte e diversificarem as suas fontes de rendimento.

Outra tendência expressiva, provocada pelo interesse depositado no gás natural para a produção de electricidade, traduz-se em os operadores procurarem demarcar posição também no mercado do gás: por um lado, para garantirem o aprovisionamento e proporem uma oferta multisserviço aos clientes, por outro, para desenvolverem a sua capacidade de arbitragem entre as duas formas de energia.

### 4.8.3. Mercantilização e curto prazo nos mercados de electricidade

A metamorfose da indústria eléctrica em mercado financeiro apresenta duas facetas: de um lado, o recuo do Estado traduz-se em aumento de poder dos accionistas privados, isto é, na cotação das empresas nos mercados bolsistas; de outro, observa-se que a criação de bolsas de electricidade (*power exchanges* ou *pools*) conduz ao aperfeiçoamento de dispositivos financeiros no negócio (mercados *spot*, produtos derivados, como futuros, opções, etc.).

Um caso de estudo elucidativo a este respeito é, uma vez mais, a experiência da Enron, em que os dirigentes, directamente interessados na cotação bolsista da empresa, sucumbiram à nova economia e encetaram um frenesim de compras que se revelaram depois catastróficas.

O desenvolvimento da propriedade privada privilegia os investimentos financeiros e os projectos mais simples, sobretudo os de curto prazo. O investimento em capacidade não é a preocupação central dos operadores que pretendem atingir rapidamente uma dimensão que lhes permita proteger-se contra o risco de uma OPA e adquirir os activos mais interessantes em mercados estrangeiros (atente-se no crescimento da EDP, fruto de aquisições em Espanha e sobretudo no Brasil).

A ampliação das bolsas de electricidade, e também das de gás, permitem novas possibilidades de comportamentos especulativos. Os agentes entram no segmento do *trading* associando-se vulgarmente a especialistas de negócio (em geral, instituições bancárias) e marcando presença no maior número possível de mercados complementares, a fim de dilatar a sua capacidade de arbitragem. Nestes mercados, a volatilidade traz rendibilidade, donde os operadores terem interesse em fomentá-la, para a explorar.

É por esta ordem de razões que os projectos implementados e relacionados com a especulação se inserem geralmente numa lógica de curto prazo, pois exploram rapidamente os picos de preços e se torna difícil medir a probabilidade da estrutura de preços perdurar.

Os projectos de grande dimensão são fortemente penalizados pelos custos fixos e pela significativa incerteza dos preços futuros. Além disso, quanto mais se inserem no longo prazo, mais se sujeitam a riscos como:

- *a incerteza tecnológica* – é possível que uma técnica de melhor desempenho surja e precipite a obsolescência de uma tecnologia seleccionada;
- *a incerteza política* – uma técnica julgada hoje adequada pode ser amanhã condenada por força do desenlace de guerras no Médio Oriente e no Golfo Pérsico que porão em causa os negócios do petróleo, e ainda por razões de natureza ambiental.

A lógica inicial defendida pela Comissão Europeia consistia em favorecer a concorrência em confiança, isto é, permitir aos consumidores escolher o seu fornecedor, o que era suposto suscitar estratégias de baixa de preços e de custos. Porém, o princípio do desenvolvimento das bolsas de electricidade não era explicitamente evocado.

Ora, nos mercados britânico e californiano, por exemplo, a concorrência foi primeiro introduzida a montante, directamente entre os produtores via a criação de mercados obrigatórios, interfaces sistemáticos entre produção e consumo assente no anonimato.

Neste quadro, admite-se que o preço seja a resultante do equilíbrio entre a oferta e a procura. Todavia, tal não é correcto quando um operador detém o poder de influenciar os preços, como é geralmente o caso em períodos de baixo consumo. Mas como a electricidade (bem de primeira necessidade) não é armazenável, esta característica propicia picos de preços aquando da procura de ponta, o que implica elasticidade muito fraca do preço da procura de curto prazo. Como consequência, qualquer problema de racionamento se traduz numa subida dos preços, o que torna muito rentável a carência. É por esta razão que decisões sobretudo respeitantes a unidades de produção de ponta têm por fim explorar os picos de preços.

A fim de impedir que os produtores invistam somente em unidades de ponta, o que enviesaria o parque de produção para centrais de ponta, impõe-se reduzir a incerteza. A solução tradicionalmente adoptada nos mercados energéticos, nomeadamente nos de gás, passa pelo estabelecimento de contratos a longo prazo que garantam as saídas a partir da implementação de projectos de investimento.

#### 4.8.4. A racionalização da exploração do parque de centrais

Segundo Averch e Johnson (1962), o excesso de capacidade de produção ilustra um dos previsíveis efeitos dos sistemas eléctricos, subentenda-se monopolistas. De facto, a maior parte dos especialistas estima que a liberalização se vá traduzir numa progressão das taxas de utilização das centrais (Bergman *et al.*, 1999). A concorrência origina portanto o aumento da utilização das capacidades, reduzindo a frequência das paragens das centrais aquando de quedas momentâneas da procura. Deste modo, a curto prazo a introdução da concorrência será responsável por uma diminuição da capacidade instalada e, em consequência, pelas capacidades de reserva com velocidade superior à da evolução da procura. A capacidade de reserva representa afinal a diferença entre a capacidade de produção total e a procura de ponta máxima.

Dada a natureza da electricidade, a sua procura deve ser instantaneamente satisfeita, não sendo socialmente aceite a existência de casos de ruptura. Isto justifica a existência de excedentes de capacidade de produção, destinados a colmatar eventuais falhas das centrais ou problemas técnicos da rede. Mas qual o nível óptimo das capacidades de reserva? A fronteira com as sobrecapacidades é difícil de identificar. Depende de uma arbitragem entre custo e segurança de abastecimento, o que passa não só pela capacidade de produção, mas também pela capacidade de transporte, a fim de se poderem organizar compensações geográficas.

Em 1999, segundo a Agência Internacional de Energia, a maior parte dos países europeus apresentava uma taxa de capacidades de reserva aproximada de 30% (Alemanha, França, Grécia, Holanda), enquanto outros (Itália, Dinamarca, Espanha, Portugal) ultrapassavam os 40%. Em contraste, nos mercados liberalizados as taxas aproximavam-se dos 20% (Inglaterra e Gales, Suécia, Finlândia). No que respeita aos Estados Unidos, esta taxa tem vindo a decrescer, situando-se nos 16% em 1999. Nesta data, a Agência Internacional de Energia confirmou que a liberalização dos mercados eléctricos conduziu a uma melhoria da utilização das capacidades de produção já existentes.

Nos EUA, a taxa de disponibilidade das centrais a carvão passou de 76% a 81% entre 1984 e 1993 e a taxa de utilização das centrais nucleares progrediu de 70% a 80% entre 1991 e 1998. Encontramos uma tendência similar no conjunto dos mercados liberalizados (Inglaterra e Gales, Escandinávia, Austrália), tendência que a Agência Internacional de Energia atribui conjuntamente ao progresso técnico (redução do tempo necessário à retoma das centrais e à manutenção) e às pressões concorrenciais.

De facto, se considerarmos o enviesamento característico dos monopólios (sobrestimação das carências futuras) que conduzia ao sobredimensionamento do parque das centrais, não devido a uma menor eficiência destas, mas fruto de uma elevada aversão ao risco de ruptura, podemos de modo análogo atribuir a queda das capacidades de reserva em ambiente concorrencial a uma diminuição dessa aversão, mais do que a uma subestimação das necessidades futuras. Em suma, a lógica da rendibilidade modificou o estatuto do bem electricidade, que tende a constituir-se um bem de consumo como qualquer outro.

Os primeiros efeitos produzidos pela liberalização dos mercados da electricidade revestem deste modo a forma de uma racionalização da exploração do parque de centrais, acompanhada do fenómeno de eliminação das que apresentem pior desempenho. Assiste-se a um congelamento investidor, ou mesmo a um desinvestimento neste contexto de progressão da procura. Compreende-se assim a razão pela qual a questão do investimento não foi ainda suficientemente aprofundada no debate sobre a liberalização dos mercados de energia.

#### 4.9. Enquadramento da tomada de decisão de investimento em produção de electricidade

Citando Vasconcelos (2005), apesar de todas as dificuldades, deficiências e insuficiências que enformam o processo, o modelo europeu de organização do mercado de electricidade, definido pelo «pacote legislativo» de 2003, era suficientemente claro, coerente e completo para permitir encarar com optimismo o futuro do maior mercado integrado de energia do mundo.

A política energética europeia e a necessidade de acelerar a integração e abertura dos mercados de electricidade (e de gás natural) têm sido alvo de renovada preocupação por parte da Comissão Europeia.

As decisões de investir em produção não são apenas tomadas num quadro de reflexão global, à escala de um sistema de electricidade (ou de gás), mas em função de oportunidades e perspectivas de rendibilidade. Agora o factor fundamental é o preço do KWh, que marca o investimento em detrimento do nível da procura, como acontecia no regime monopolista. Numa lógica de maximização do lucro é necessário esperar que o mercado anuncie carência para que o investimento seja encetado. Poderá haver uma antecipação por parte dos operadores? Tal depende da sua aversão ao risco, da qualidade da informação que eles detêm e da interpretação que formulem sobre os sinais do mercado.

O processo de decisão pode basear-se na identificação das fragilidades dos mercados, ou seja, nas deficiências que fazem emergir rendas potenciais. Pode tratar-se da análise de nichos, mas mais seguramente tratar-se-á da exploração de problemas de congestão, que em mercados desregulados organizados em torno de um mercado *spot* se traduzem

em picos de preços. Com efeito, sendo um dado a fraca elasticidade-preço da procura, os preços de curto prazo reagem violentamente a qualquer insuficiência da oferta. A carência pode por conseguinte verificar-se muito rentável para os produtores, a menos que eles não estejam comprometidos por contratos de longo prazo, independentes do preço de mercado (Esnault, 2002).

Como se insere o investimento neste contexto? Uma vez identificadas as oportunidades, os operadores exploram-nas rapidamente antecipando-se a eventuais concorrentes ou a um novo ciclo regulatório.

Distinguimos dois tipos de oportunidades:

- um défice geográfico de produção, relacionado por exemplo com um problema de congestionamento da rede – o principal risco para o investidor assenta na atitude do gestor do sistema, que pode desejar eliminar o ponto de estrangulamento;
- picos de preços frequentes que podem intervir desde que o preço médio seja relativamente baixo – os investidores podem apostar em pequenas unidades de produção bastante flexíveis, que constroem logo que ocorram tais picos (custos fixos baixos *versus* custos variáveis elevados).

Uma vez mais, a Enron estava na linha da frente neste tipo de atitude. A sua estratégia consistia em identificar zonas em situação de carência, onde construía uma central (geralmente, uma turbina a gás de ciclo combinado) que mantinha operacional ou acabava por vender, consoante a evolução dos preços. Privilegiava centrais de dimensão média, construídas rapidamente, e não hesitava em submetê-las a uma lógica de gestão numa constante busca de flexibilidade.

Sintetizando, a abertura dos mercados eléctricos à concorrência desperta uma indispensável viragem estratégica na atitude dos operadores. As funções de produção e de venda encontram-se desintegradas das de transporte e de distribuição e são utilizados novos mecanismos de transacção com o advento de sofisticadas ferramentas financeiras aplicadas ao negócio (a abordar posteriormente). As empresas cuja vocação inicial consistia em satisfazer uma procura bem definida transformam-se em organizações sobretudo viradas para o crescimento da rentabilidade. A desregulação anunciava que a procura do lucro conduziria as empresas a decisões consonantes com o interesse colectivo. Porém, com o desenvolvimento das bolsas de electricidade as possibilidades de especulação e o aumento do risco tornam-se condicionantes das opções dos investidores.

(Página deixada propositadamente em branco)

## CAPÍTULO 5 A DINÂMICA DO PREÇO DA ELECTRICIDADE

Independentemente da actividade industrial em que esteja a ser preparada a tomada de decisão num investimento produtivo, a evolução prevista para o preço do produto final é porventura o factor que mais condiciona a grandeza dos *cash flows* esperados e que leva à aceitação, ou rejeição, de um projecto (naturalmente, em conjugação com a previsão da quantidade a vender). Nalguns mercados de electricidade assistiu-se a um comportamento desordenado dos preços logo a seguir ao momento da liberalização total (*vide* o caso da Califórnia, referido no capítulo 2).

Neste contexto, a análise da volatilidade torna-se relevante porque os participantes do mercado que subscrevem contratos derivados ficam expostos ao risco financeiro gerado pela variância condicional do preço.

Em mercados liberalizados, o preço proporcionado pela intersecção da oferta com a procura é determinante para a decisão de investir, pelo que vamos analisar o seu comportamento, no caso da indústria da energia eléctrica.

Dada a relativa escassez de literatura sobre análises empíricas da dinâmica da série de preços com incidência no comportamento da volatilidade do preço da electricidade, propomo-nos neste capítulo contribuir para uma modelização do comportamento estocástico em tempo discreto do preço diário *spot* e estudar a respectiva volatilidade. Com a análise da série temporal do preço *spot* da electricidade no OMEL, numa primeira fase, e das séries equivalentes noutras bolsas europeias, numa fase subsequente, via um modelo univariado procuramos atingir dois objectivos fundamentais: primeiro, identificar características e propriedades principais das séries de preços; depois, formular previsões.

A inegável importância da volatilidade (e do risco) nas teorias de valorização do preço dos activos, na determinação de carteiras óptimas ou na teoria da determinação do preço das opções, cuja amplitude assume sempre graus bem diversificados, vem sendo um aspecto reconhecido desde há longa data. Em 1992, Bollersev, Chou e Kroner chamavam a atenção para o facto de já Mandelbrot (1963) e Fama (1965) haverem detectado a presença de volatilidade nas séries financeiras. Aliás, Engle desempenhou um papel pioneiro, quando em 1982 descreveu a *heteroscedasticidade condicional autorregressiva (ARCH)* através de um rigoroso modelo matemático<sup>27</sup>.

---

<sup>27</sup> As denominações *volatilidade* e *heteroscedasticidade* serão utilizadas indistintamente neste capítulo, sendo que a primeira é mais frequente em trabalhos de índole económica e a segunda em estudos matemáticos. Ambas têm como base o conceito de variância condicional.

Aqui estudar-se-á a volatilidade dos preços da electricidade, sobretudo no que se refere ao seu impacto na decisão de investir em projectos de produção de energia eléctrica. A fim de dar alguma auto-suficiência ao trabalho, far-se-á uma prévia, se bem que breve, referência a modelos de heteroscedasticidade condicional autorregressiva e a testes para a sua detecção, para de seguida se estimarem modelos que melhor se adequem à volatilidade das séries temporais de preços da electricidade do Mercado Ibérico (em boa verdade, do OMEL, por razões óbvias). Complementarmente, também aos mercados *Powernext*, *APX*, *EEX*, *Nord Pool* e *UKPX* será votada alguma atenção.

## 5.1. Características do preço da electricidade

### 5.1.1. Sazonalidade

A procura de electricidade é fortemente influenciada quer pelas actividades económicas, quer pelas condições meteorológicas. Estes dois factores explicam grande parte do comportamento sazonal do preço da electricidade. Constatam-se nas análises empíricas diferentes tipos de sazonalidade: intradiária, semanal e mensal. A sazonalidade intradiária deve-se à diminuição do consumo (doméstico e industrial) de electricidade durante as horas nocturnas e ao seu incremento durante o período diurno.

Como exemplo ilustrativo desta asserção, observe-se a figura 5.1 onde se apresenta o comportamento do preço e do volume médios do consumo para cada uma das horas do dia verificado no OMEL, de 1 de Janeiro de 1998 a 30 de Setembro de 2004.

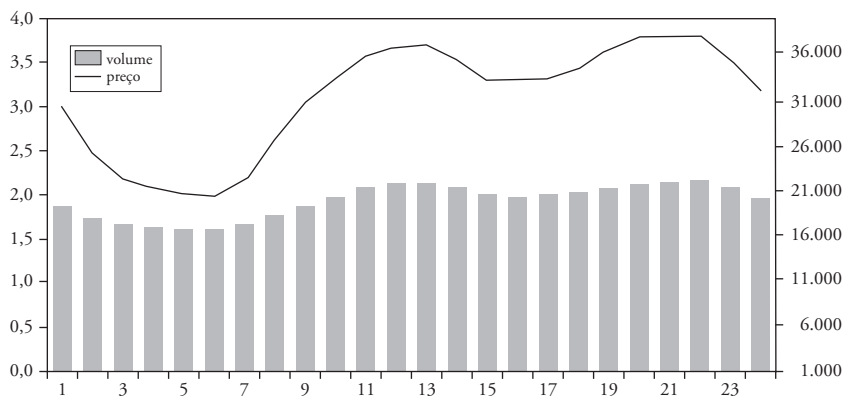


Figura 5.1 - Preço e volume médios horários no OMEL

Similarmente, constata-se com frequência uma acentuada quebra de procura da electricidade nos fins de semana, em relação à dos dias semanais. Já a sazonalidade mensal é sobretudo fruto das condições meteorológicas, constatando-se procura intensiva de electricidade nos meses mais frios e nos meses mais quentes do ano. Nos países de clima frio, nomeadamente os nórdicos, o consumo de electricidade para aquecimento



é o grande responsável pelo acréscimo de procura experimentado nos correspondentes mercados. Já em países como os do sul da Europa, os meses quentes de Verão provocam uma intensificação do uso de equipamentos de refrigeração, vulgarmente dependentes da electricidade, resultando de igual modo um grande aumento da procura da mesma durante esta estação (veja-se a figura 5.2).

### 5.1.2. Volatilidade e picos

Teoricamente, o valor da volatilidade associada ao preço de um activo corresponde a uma variação do seu preço relativamente a um desvio-padrão, expressa em percentagem, durante um dado intervalo de tempo.

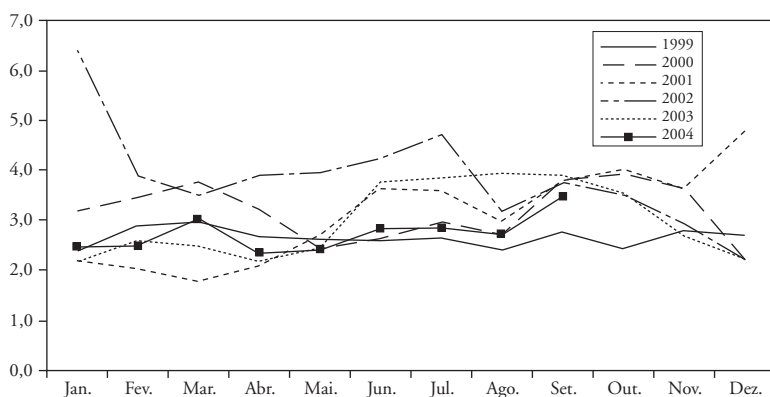


Figura 5.2 - Preço médio ponderado no OMEL (c€/KWh)

Deve distinguir-se a volatilidade *histórica* da volatilidade *implícita*. A primeira determina-se recorrendo a sucessões cronológicas históricas do preço do activo. Uma análise criteriosa da variação passada pode conduzir a aproximações satisfatórias sobre o comportamento esperado, sendo a volatilidade histórica dada como o desvio-padrão da sucessão de preços em intervalos regulares. A fim de se poderem usar as suas expressões logarítmicas, as variações de preços serão calculadas sob a hipótese de variação contínua.

Se a volatilidade histórica se relaciona com o comportamento do preço activo, já a volatilidade implícita, a segunda, se refere exclusivamente ao preço das opções sobre tal activo. Neste caso, o modelo usado é o de Black-Scholes relativo à determinação do preço de opções. É importante ressaltar que a volatilidade implícita não é necessariamente a mesma para todas as opções sobre um determinado activo cujo prazo de expiração ocorra numa mesma data, pois depende visivelmente das expectativas do mercado.

São vários os factores susceptíveis de explicar a elevada volatilidade patente nos preços da electricidade. Dentre eles, o carácter não-armazenável da electricidade é porventura o mais relevante, aliado ao facto de serem ainda escassos os bens seus substitutos (aliás, é notória uma cada vez maior dependência mundial da energia eléctrica). Não sendo a electricidade armazenável de modo economicamente eficiente,

torna-se imprescindível um continuado encontro entre produção e consumo, o que justifica que os choques da procura e da oferta não sejam facilmente «suavizados», com inevitável e directo efeito sobre os preços de equilíbrio.

### 5.1.3. Reversão à média e saltos

Embora exista literatura que analisa o comportamento do preço da electricidade como um processo de ausência de reversão à média (vejam-se os trabalhos de De Vany e Walls (1999a) e León e Rubia (2001)), a maior parte dos estudos considera-o de facto um processo de reversão à média (Bhanot, 2000, Karesen e Husby, 2000, Lucia e Schwartz, 2002, Knittel e Roberts, 2001, Deng, 2000). Neste último conjunto de trabalhos, a justificação fundamenta-se na circunstância de o factor meteorológico, influenciador do preço de equilíbrio entre oferta e procura ser, *de per si*, um processo cíclico e de reversão à média. Por outro lado, o aumento da procura faz subir os preços, estimulando incentivos económicos para que um maior número de produtores (com custos mais elevados) entre no sistema (aumentando a oferta), pelo que é natural esperar algum grau de retrocesso dos preços para valores anteriormente observados. Johnson e Barz (1999) analisaram a adequação de modelos de reversão e de não reversão à média, com e sem saltos, aplicados a um determinado conjunto de mercados liberalizados, concluindo que o melhor ajustamento era obtido através de um modelo de reversão com saltos. Todavia, estes autores não consideraram a possibilidade de a volatilidade não ser constante, o que restringe o alcance do seu estudo.

Basta observar qualquer gráfico de evolução dos preços da electricidade para detectar a presença ocasional de saltos. Observe-se, a título exemplificativo, a figura 5.3 referente ao mercado *spot* alemão (EEX), onde os círculos assinalam os saltos, ou picos, mais significativos registados no período de Junho de 2000 a Setembro de 2004 e a linha recta, de declive muito suave, evidencia uma tendência ligeiramente ascendente dos preços. Uma das características da evolução destes saltos repousa no facto de o preço não permanecer no novo nível, revertendo, pelo contrário, para um nível anterior.

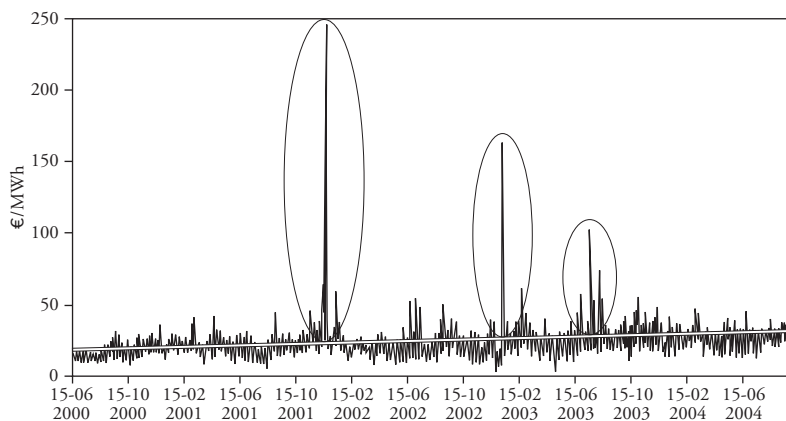


Figura 5.3 - Exemplo de saltos e reversão à média no EEX

Johnson e Barz (1999) e Knittel e Roberts (2001) descrevem este comportamento introduzindo um processo de *Poisson*, tal como num modelo de difusão de saltos. A principal crítica a esta abordagem (cf. Clewlow e Strickland, 2000), reside no facto de ela pressupor que todos os choques que afectam a série desaparecem à mesma velocidade, o que à primeira vista parece não ser verdade. Para grandes choques, afigura-se evidente que as forças da procura e da oferta forcem os preços da electricidade a cair rapidamente; por outro lado, quando a dimensão dos choques for pequena é provável que os preços revertam a uma velocidade inferior devido à presença de custos de ajustamento.

## 5.2. Processo de formação dos preços

As características da procura e da oferta desempenham papel fundamental na evolução da volatilidade: a procura é altamente inelástica – a electricidade é um bem de primeira necessidade muito dependente das condições económicas e meteorológicas, como já foi referido –, enquanto as características da curva da oferta de cada mercado (*supply stack*, neste contexto) também contribuem para tal evolução (Joskow, 2003). Os preços de qualquer *pool* são por isso, em cada instante, determinados pela intersecção das curvas da oferta e da procura e pelo sistema de procedimentos de licitação (*bidding*) vigente.

O sistema de preços marginal resulta das regras de licitação e actualmente é o mais utilizado nos mercados *spot* de todo o mundo. Tem como base a licitação (*bid*) da unidade mais dispendiosa em uso normal<sup>28</sup> (Green, 1999) e está concebido de modo a que o produtor de mais baixo custo seja despachado primeiro, a menos que o despacho comprometa a integridade do sistema. De acordo com este procedimento de despacho, segundo uma ordem de mérito de custo mais baixo, resulta uma função de oferta agregada ascendente para cada período de preço do sistema (bloco). O sistema de preço marginal vem assim determinado pela intersecção entre a procura estimada e esta função de oferta (Wolak, 2001).

Para baixos níveis de procura, os produtores geram electricidade com recurso a centrais de carga intermédia (*base load*), que têm custos marginais mais baixos, e à medida que for solicitada maior quantidade vão sendo chamados para o sistema produtores com custos marginais superiores, segundo uma ordem de mérito (veja-se a figura 5.4).

Num sistema de preços marginal em que opere um reduzido número de empresas de grandes dimensões os agentes produtores podem tentar manipular o processo de formação de preços através da remoção do mercado de parte da sua capacidade produtiva<sup>29</sup>. Logo que esta operação é efectuada crescem os pagamentos recebidos associados à capacidade remanescente (Newbery, 1995). Ao manter o volume global de capacidade disponível da indústria a um nível inferior ao de um estádio de eficiência estes produtores conseguem de tal sorte incrementar os lucros.

<sup>28</sup> Outros componentes são adicionados ao sistema de preço marginal de modo a cobrir o custo das restrições de transmissão e o equilíbrio entre a procura e a capacidade disponível. Isto é, além do preço dado pelo mercado *spot* para a composição do preço final, há que acrescentar o custo dos serviços complementares (*ancillary services*).

<sup>29</sup> Como na crise da Califórnia, e em Inglaterra e Gales, algo semelhante pode ocorrer na Península Ibérica.

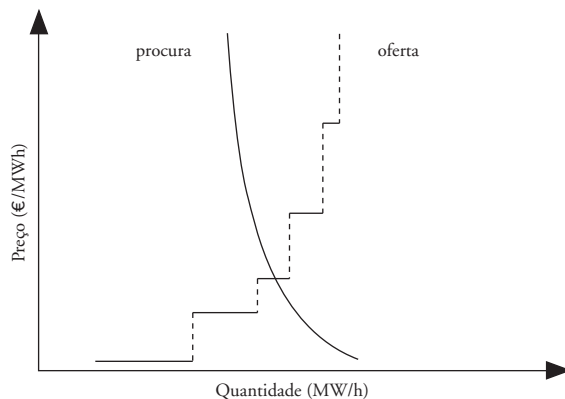


Figura 5.4 - Encontro entre oferta e procura num mercado de electricidade

Fonte: Adaptado de Wolak, 2001

Também se tem verificado que determinados produtores estabelecem licitações (*bids*) para algumas das suas centrais acima dos correspondentes custos marginais, ocasionando que elas sejam deslocadas da ordem de mérito, sacrificando parte da quota de mercado, de modo a que outras centrais entrem em actividade e sejam desta forma artificialmente beneficiadas (Green e Newbery, 1992). Em mercados onde está presente um elevado número de agentes, como no caso nórdico, esta potencial influência de um interveniente no mercado sobre o resultado global da indústria é menor do que nos casos dos pequenos oligopólios, tornando-se mais difícil a manipulação dos preços.

Genericamente, a elasticidade, fruto da variação dos preços da oferta e da procura, mede a forma como esta reage quando os preços de uma dada *commodity* sobem, reflectindo características peculiares da respectiva utilização, bem como do mercado em que se transacciona. No curto prazo, a elasticidade preço da procura da electricidade tende para zero: não existe praticamente redução da procura quando o preço aumenta num sistema horário, o que se justifica pelo facto de os utilizadores não poderem armazená-la nem substituí-la facilmente por outro bem sem provocar inaceitáveis rupturas nas suas actividades, industriais ou domésticas. No longo prazo, contudo, a elasticidade pode aumentar se os consumidores conseguirem optar por energias tecnologicamente mais eficientes, adquirir sistemas produtivos multifuel ou implementar técnicas mais sofisticadas de gestão de potência.

A relativa insensibilidade da procura às flutuações dos preços e as restrições do lado da oferta provocam ocasionalmente picos que tornam os preços da electricidade extremamente voláteis (veja-se na secção 5.5 a evolução dos preços *spot* nalguns mercados europeus). É frequente observar acentuados aumentos de preços neste tipo de mercados logo que aumenta a quantidade solicitada, ainda que eles não persistam normalmente mais do que um dia. Mais, os preços são também fortemente dependentes da estrutura do parque produtivo e do poder de mercado exercido pelos produtores, pelo que para elevados níveis de procura apenas poucos produtores conseguem satisfazer a procura residual, facilitando assim um abuso do poder de mercado, via comportamentos monopolistas ou oligopolistas dos intervenientes.

### 5.2.1. A modelização da volatilidade: literatura existente e suas limitações

A literatura existente sobre formação dos preços de electricidade começa a tornar-se bastante abrangente. Enquanto alguns estudos se centram na modelização estatística e matemática das suas propriedades estocásticas, outros aplicam modelos económicos de equilíbrio das funções oferta e procura e alguns há, ainda, que optam por modelizar o procedimento dos diferentes agentes e as funções objectivo examinando comportamentos estratégicos. Nesta secção debruçamo-nos primordialmente sobre a análise das causas de volatilidade presente no preço da electricidade.

Uma parte relevante da literatura considera a modelização do processo estocástico do preço *spot* sob a hipótese de tempo contínuo, com o objectivo de poder definir modelos que melhor permitam a valoração de activos derivados da electricidade. Características como a estacionariedade do processo, a presença ocasional de saltos (ou picos) no nível de preço ou o comportamento de reversão à média são reconhecidas nalguns dos trabalhos. Lucia e Schwartz (2002), no contexto do mercado norueguês, utilizaram técnicas de cointegração pondo ênfase na relação entre preços *spot* e preços de contratos derivados. Estudando modelos de valoração de derivados de energia com um e dois factores, todos eles incluindo uma componente determinista que atende às regularidades reais do comportamento do preço da electricidade, puderam concluir que no quadro das várias regularidades verificadas o aspecto sazonal é o que mais contribui para a explicação da volatilidade na estrutura dos preços dos futuros na *Nord Pool*. A análise destes autores revelou ainda que a volatilidade é diversa nas estações fria e quente, sugerindo a formulação de um processo de difusão de reversão à média e uma especificação que inclua saltos nos preços *spot*.

Um estudo de Deng (2000), aplicado a mercados desregulados norte-americanos, leva em linha de conta as características anteriormente mencionadas, excepção feita à estacionariedade. Este autor representa o preço através de processos de difusão com saltos e reversão à média com volatilidade estocástica, com o intuito de quantificar alguns tipos de contratos derivados e como forma de elaborar um primeiro tentame de aplicação da *Teoria das Opções Reais*<sup>30</sup> (TOR) à avaliação de activos físicos na indústria da electricidade.

A principal limitação destes trabalhos reside na sua relativa falta de flexibilidade e no alcance pouco realista das repercussões que sobre a série temporal observada têm os pressupostos teóricos efectuados em tempo contínuo. Com efeito, a análise de Lucia e Schwartz não atende ao facto da série de preços poder apresentar heteroscedasticidade, o que é irrealista. Estes autores admitem também implicitamente processos estacionários, o que é muito restritivo, uma vez que a modelização dos processos descritivos do comportamento deste tipo de mercados é mais complexa, envolvendo termos estocásticos. Por sua vez, Deng, embora apresente modelos que se aproximam bastante de certos aspectos do comportamento do preço, não analisa a estacionariedade dos processos.

Dada a complexidade da série de preços da electricidade, parece-nos que a construção de um modelo de comportamento estocástico em tempo contínuo que capte de modo conveniente a dinâmica da variável subjacente e permita quantificar activos derivados de forma precisa é um objectivo dificilmente alcançável. A análise da série de preços e da sua volatilidade realizada numa perspectiva de tempo discreto, como propomos,

<sup>30</sup> Também nós, noutro contexto, já fizemos uso da TOR (Silva, 1998, 1999a e 1999b).

apresenta a vantagem de ser mais flexível e realista, possibilitando uma modelização em tempo discreto do comportamento observado do preço e o explícito reconhecimento das principais características e factores que determinam a sua dinâmica e volatilidade no período de tempo sob consideração (Bunn, 2004).

Infelizmente, são conhecidos poucos trabalhos, alguns ainda em preparação, com enfoque no estudo da volatilidade do preço do mercado espanhol. O facto de este ser recente, em fase de crescimento e amadurecimento, sujeito a distorções provocadas pela reestruturação do enquadramento regulatório e pelo aperfeiçoamento das suas regras e estrutura, bem como por se encontrar numa fase de integração com o mercado português, pode justificar o reduzido número de estudos publicados, de que são exemplo os de Escribano, Pena e Villaplana, 2002, León e Rubia, 2001, Fabra e Toro, 2004. É também de realçar que ainda se encontra em período de instalação o mercado de produtos derivados da Península Ibérica para negociação de futuros sobre a electricidade, a sediar em Lisboa, complemento do mercado *spot*, sediado em Madrid. Esta circunstância impede naturalmente que desde já se possam realizar estudos sobre o relacionamento entre o mercado ibérico de futuros e o mercado ibérico à vista. Por isso, apenas exporemos algumas considerações baseadas em experiências de outros mercados.

### 5.3. O comportamento dos preços no OMEL

#### 5.3.1. Determinação do preço e estrutura de licitação no OMEL

As regras que governam a actividade do mercado grossista espanhol têm naturalmente repercussões sobre o preço final obtido. O documento completo, «*Reglas de funcionamiento del mercado de producción de energía eléctrica*», onde, como o próprio título deixa antever, se contém as regras de funcionamento do mercado de produção de energia eléctrica, pode ser consultado no site do OMEL.

Na figura 5.5 evidenciamos a crescente evolução do volume anual de electricidade transaccionada e comparamo-la com o preço médio alcançado.

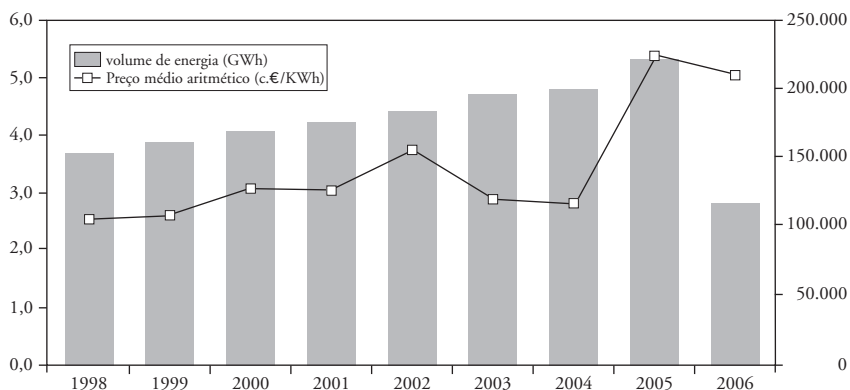


Figura 5.5 - Volume de energia transaccionada e preço médio anuais no OMEL

### 5.3.2. Os dados

Apresentam-se nesta secção os dados empíricos relativos ao OMEL a usar durante o capítulo. A série em análise é constituída pelas observações diárias dos preços praticados desde o dia da sua abertura (1 de Janeiro de 1998) até 30 de Setembro de 2004, num total de 2436 observações (tais observações, diárias, correspondem à média das 24 observações horárias do mercado diário e foram obtidas no *site* do OMEL). Já no capítulo 3 havíamos antecipado que em Espanha, à semelhança de outros países, a electricidade passou a ser transaccionada como uma *commodity*, num mercado específico regido por princípios concorrenciais constituindo referência base para o estabelecimento do seu preço (*pool eléctrica*).

A série resultante representa o preço médio, ou o custo médio marginal de produção, gerado no Mercado Diário.

A sua principal característica consiste em apresentar um comportamento heterogéneo em cada um ano que o estudo abrange, como se pode observar na figura 5.6. A figura 5.7 põe em evidência a diferença entre as séries relativas aos preços mínimo, médio e máximo verificados para o mesmo período.

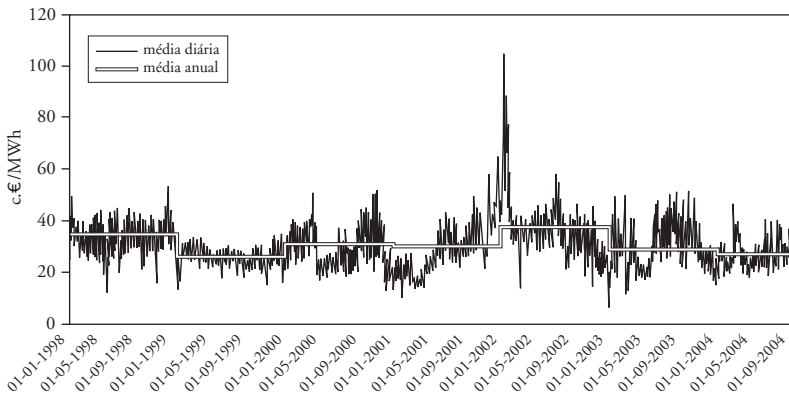


Figura 5.6 - Preço da electricidade no OMEL de 1-1-1998 a 30-9-2004

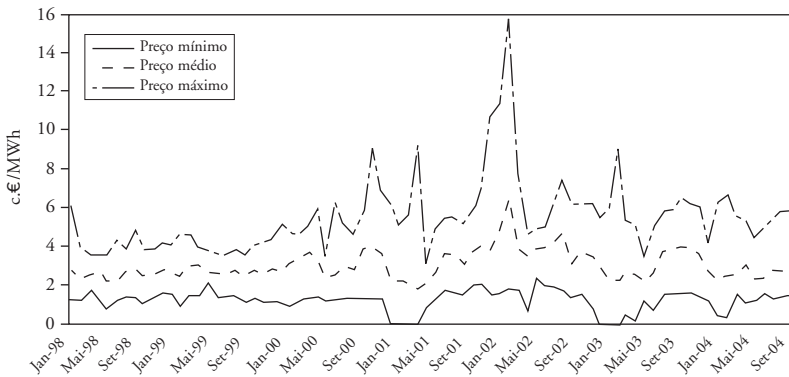


Figura 5.7 - Preços mínimo, médio e máximo do mercado diário (OMEL)

### 5.3.3. Condicionantes da evolução dos preços

A variabilidade da série de preços está relacionada com factores que configuram a oferta e a procura em qualquer mercado de electricidade concorrencial, como as variações de temperatura ao longo do ano, a actividade económica, ou as condições meteorológicas de que depende o nível das reservas hidráulicas.

No caso espanhol é singularmente relevante a importância da recente transformação do enquadramento regulatório do sector, salientando-se o progressivo acesso de consumidores finais ao mercado de electricidade e as expectativas de recebimento de CTC por parte das principais empresas eléctricas que condicionam o volume total de investimentos na actividade de produção (Arocena, 2003, Wolak, 2004).

O processo de liberalização e de eficiência dos preços tem sido lento e imperfeito, estando o seu êxito dependente das condições e regras de funcionamento da indústria e do mercado. Em Espanha e Portugal não estamos perante um mecanismo de formação de preços em concorrência perfeita: a estrutura industrial da produção eléctrica tem sido formada por cinco grandes grupos empresariais (Endesa, Iberdrola, Unión Fenosa e Hidroeléctrica del Cantábrico, do lado da Espanha, e Electricidade de Portugal, do lado português)<sup>31</sup> cuja concentração horizontal é superior à dos outros países em que ocorreu o processo de liberalização.

Segundo dados do CNSE (2000), durante o ano de arranque do OMEL, 1998, a Endesa apresentava uma quota de mercado de 49% e a Iberdrola de 32%, ocupando os restantes grupos empresariais uma quota de 19% (estas percentagens não se tinham modificado de modo significativo até recentemente). A composição do parque produtivo destes grupos empresariais é muito diversificada, incluindo centrais de produção hidroeléctrica, térmica convencional, nuclear e, numa tendência de crescimento mais recente, centrais a gás de ciclo combinado e eólicas. Além disso, todos estes grupos participam nas actividades de distribuição e de comercialização e mantêm vínculos económicos dentro e fora do sector, de tal forma que detêm um real poder para exercer influência sobre a evolução dos preços no Mercado Diário, gozando de incentivos para estabelecer práticas colusivas.

Esta situação não se prevê melhorada pela oferta internacional de agentes externos, muito limitada pela reduzida capacidade de interligações com o sistema europeu através da França e pela fraca participação de países vizinhos – Portugal tem um sector eléctrico relativamente pequeno, com apenas 15% da quota ibérica de produção, o que não lhe permite realizar grandes exportações, e Marrocos é sistemático importador de electricidade. Todos estes factores indiciam que o Mercado Ibérico continuará a ser um pequeno oligopólio.

Deve salientar-se que outro fenómeno condicionou fortemente a evolução dos preços: a determinação dos CTC. Apesar deste conceito polémico ter já sido abordado em capítulos anteriores, afigura-se-nos de interesse aprofundar agora alguns dos aspectos com ele relacionados que mais influenciam o estabelecimento do preço *spot*. Os CTC constituem como foi dito, fundos que permitem compensar as empresas produtoras pelos investimentos que realizaram quando operavam segundo as regras do regime anterior à Lei 54/97. O principal argumento a favor da adopção destas

<sup>31</sup> À data em que elaboramos este trabalho.



compensações foi o reconhecimento de que as empresas não poderiam amortizar tais investimentos num contexto em que novos concorrentes, melhor apetrechados tecnologicamente, poderiam oferecer preços mais baixos. A legislação vigente durante 1998 estabelecia um prazo máximo de 10 anos (até 31 de Dezembro de 2007) como período transitório durante o qual as empresas poderiam receber CTC até um total de 1.988.561 milhões de pesetas, valorado a 31 de Dezembro de 1997. De tal soma, uma parcela, 295.303 milhões, dizia respeito a uma subvenção ao consumo de carvão autóctone e ao financiamento de *stock*, enquanto o remanescente, 1.693.258 milhões, seria recuperado pelas principais empresas eléctricas. Durante o período em causa podem observar-se picos ocasionais no preço que conduzem a níveis baixos durante alguns meses do ano.

Relativamente ao ano de 1998, ilustrado na figura 5.8, o CNSE (2000) associou este comportamento a episódios de *guerras de preços* entre as duas maiores empresas (Endesa e Iberdrola), com o objectivo de manterem uma quota de mercado óptima, parte integrante de uma estratégia para maximizar a entrada total procedente do mercado e o recebimento de CTC, dado o sistema de liquidação estabelecido para esse ano. Neste contexto, saliente-se o facto de que um preço inferior a 0,02€/KWh não permitia à maior parte das centrais de produção térmica convencionais recuperar os custos de produção. As principais empresas parecem ter fixado estratégias colusivas para ajustar preços máximos de maneira a que tal lhes permitisse retirar a maior vantagem económica do sistema de compensações estabelecido (Fabra e Toro, 2004).

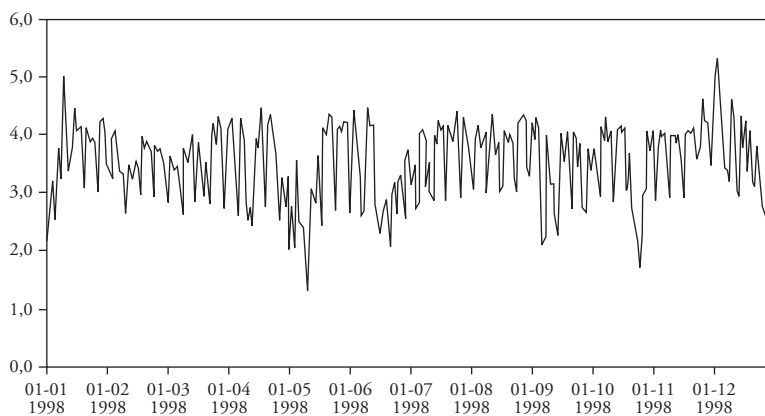


Figura 5.8 - Preço médio diário durante o ano de 1998 no OMEL

O mercado não apresentou neste ano um comportamento perfeitamente competitivo, manifestando-se antes como um pequeno oligopólio num quadro de mercado com intervenção. A CNSE, enquanto órgão responsável pelo correcto funcionamento do mercado, registou «incidentes anómalos» em 1998, indiciando que as principais empresas poderão ter exercido poder de mercado aproveitando a posição dominante em situações de congestionamento do sistema (CNSE, 1999a, 1999b).

O sistema de pagamento dos CTC mudou no início de 1999, passando então a maior parte das empresas a receber uma percentagem fixa (4,5%) da tarifa suportada pelos consumidores. Dentre as consequências deste novo sistema, cabe assinalar que não se voltaram a observar episódios de guerras de preços nos anos seguintes. A evolução do preço de 1999, condicionada pela circunstância de este ter sido um ano muito seco, provocou uma quebra da produção hidroeléctrica e um aumento da produção térmica, de custos superiores, que justificaram o ligeiro incremento do preço médio durante esse ano (REE, 2000).

Nas duas figuras 5.9. e 5.10 reunimos os gráficos ilustrativos das curvas agregadas da oferta e da procura referentes a dois dias em que os preços ocorridos no OMEL (no período que estudamos) são extremos.

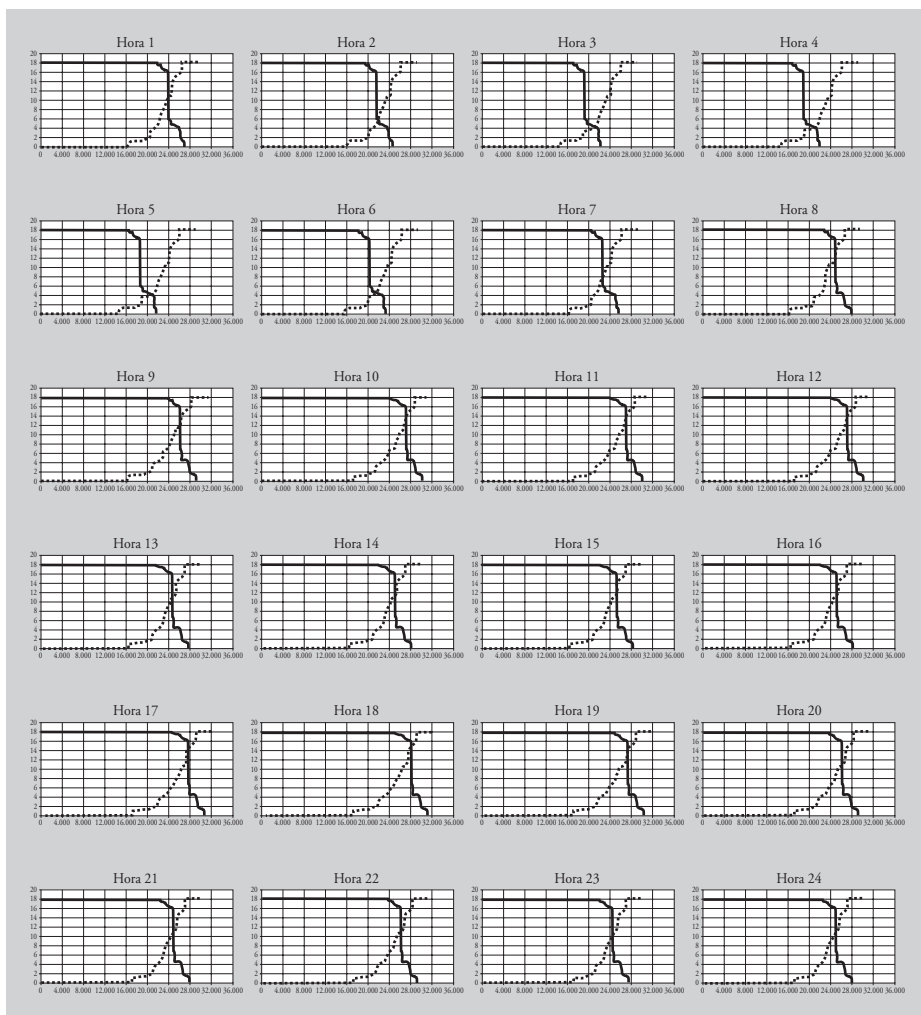


Figura 5.9 - Curvas agregadas dia 11-01-2002 (preço médio diário 10,5 c€)

Fonte: Informação recolhida em [www.omel.es](http://www.omel.es)

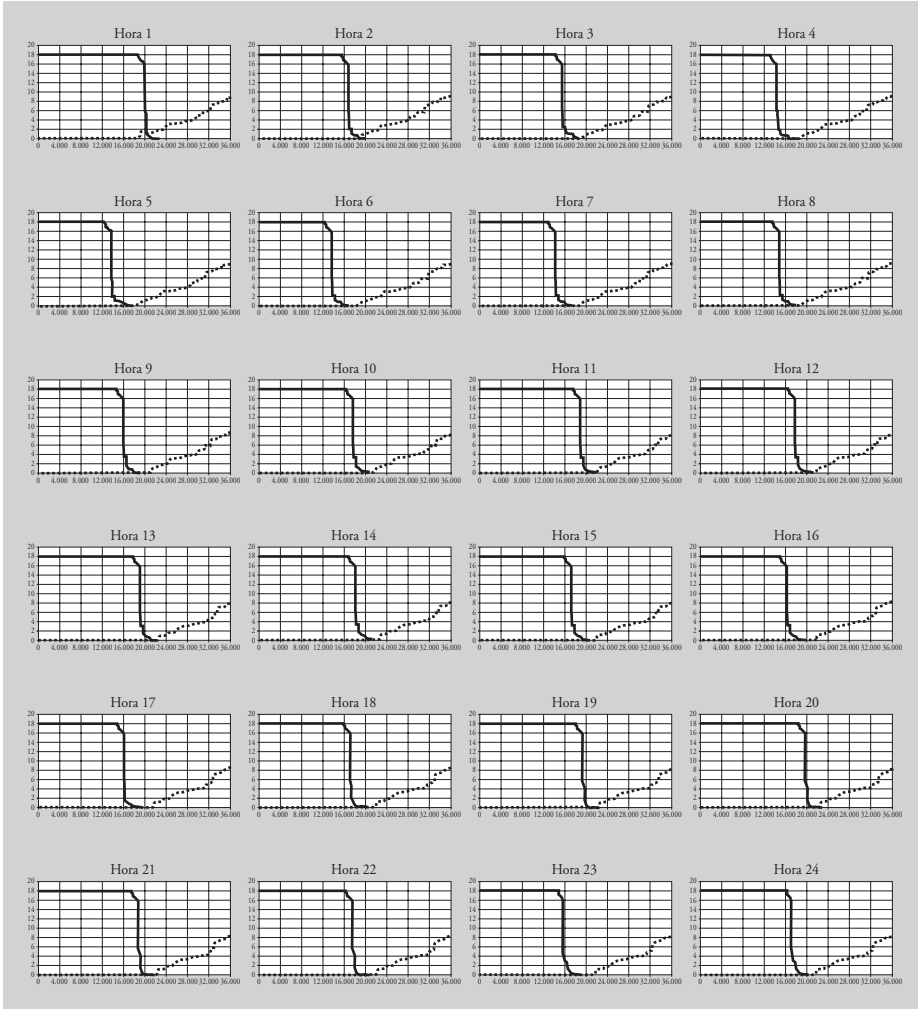


Figura 5.10 - Curvas agregadas dia 31-12-2002 (preço médio diário 0,5 c€)

Fonte: Informação recolhida em [www.omel.es](http://www.omel.es)

Na figura 5.11 ilustramos a energia anual por tecnologias verificada no OMEL e que tem repercussões sobre o preços *spot* verificado (observe-se que ao ano de 2002, de baixa hidraulicidade, corresponde o ano com superior pico de preços).

É importante não esquecer que a série temporal de preços produzida no mercado diário é apenas uma componente, se bem que a preponderante, do preço final da electricidade que chega ao consumidor final. Há que lhe adicionar o custo do mercado intradiário, o custo das restrições, o custo da operação do sistema e o preço da garantia de potência (figura 5.12).

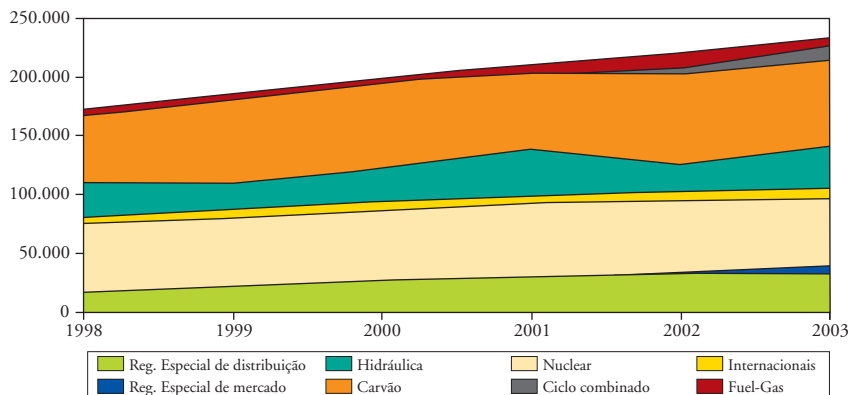


Figura 5.11 - Energia anual por tecnologias no OMEL

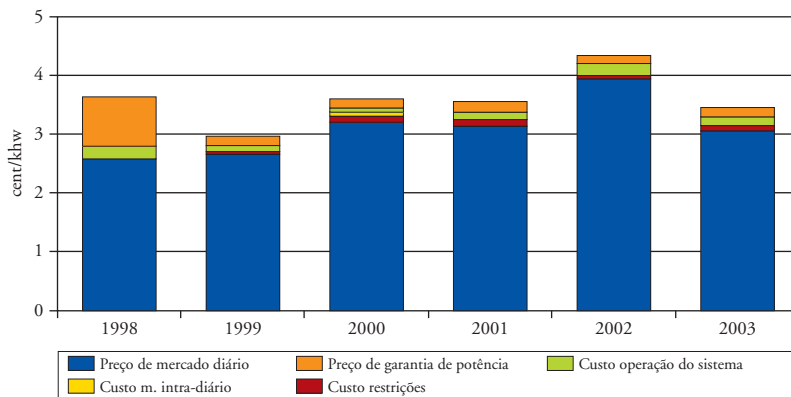


Figura 5.12 - Componentes do preço final no OMEL

#### 5.4. Modelização da volatilidade no OMEL

Propomo-nos nesta secção apresentar um modelo matemático descritivo do comportamento da evolução dos preços no mercado espanhol, salientando as suas principais características, especialmente no que se refere à capacidade de levar em linha de conta a volatilidade da respectiva série<sup>32</sup>.

Postulamos que o estudo a apresentar pode constituir um indicador bastante aproximado (uma *proxy*) do que será o comportamento dos preços no mercado integrado regional (MIBEL), pois embora não apresentemos igual estudo para o caso português, porque não aplicável, a dimensão e estrutura finais resultantes da fusão do Mercado Ibérico não serão significativamente diferentes das actuais no caso espanhol (retomaremos esta ideia mais à frente).

<sup>32</sup> Utilizaremos daqui em diante o *software* econométrico *EViews*.

A utilização de médias diárias durante todo o período em análise constitui uma boa ferramenta de manuseamento, apesar de mascarar variações de preços no que respeita à sazonalidade intrasemanal: dias úteis da semana *versus* fins de semana. Todavia, revelou-se um índice diário adequado aos objectivos do estudo a efectuar<sup>33</sup>.

A observação da série temporal desenvolver-se-á com base na série dos acréscimos relativos, que logaritimizamos<sup>34</sup>.

A série transformada,  $R_t$ , dos retornos ou dos rendimentos, que preserve as características básicas da série original (Enders, 1995), é

$$R_t = \ln\left(\frac{Spot_t}{Spot_{t-1}}\right) = \ln(Spot_t) - \ln(Spot_{t-1}).$$

A análise da figura 5.13 permite concluir que esta série apresenta características de estabilidade na média, mas exibe uma particularidade típica das séries financeiras: períodos de variabilidade mais elevada intercalados com períodos de menor variabilidade, isto é, o *clustering*, ou agrupamento, da volatilidade.

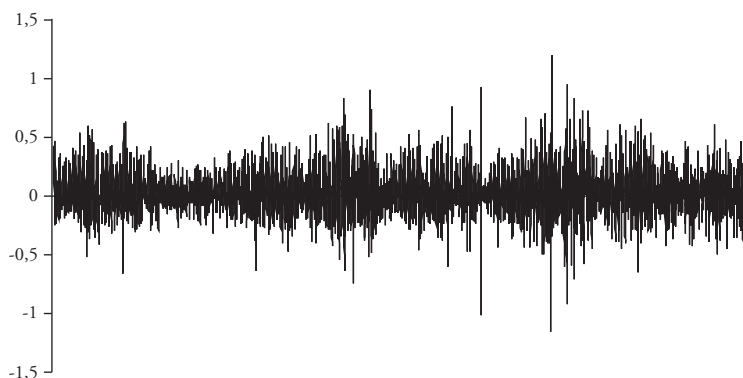


Figura 5.13 - Série dos retornos  $R_t$

<sup>33</sup> À semelhança de Bunn (1999) e Escribano *et al.* (2001), o uso de médias diárias reveste-se de especial pertinência, pois serve de base a ferramentas analíticas financeiras utilizadas na determinação de instrumentos de cobertura do risco. Os estudos que utilizam séries temporais tendo por base valores horários diários estão, de um modo geral, inseridos no âmbito de uma análise mais abstracta, sem procurar extrair ilações directas para a economia da energia.

<sup>34</sup> Enquanto Box e Jenkins (1970) consideram a classe geral de transformações introduzidas por Box e Cox (1964), nomeadamente  $y = (y_t^\lambda - 1)/\lambda$ ,  $0 < \lambda \leq 1$ , na prática a transformação mais usada é a do caso limite em que  $\lambda=1$ , especificamente a logarítmica (Wallis, 1987). Este procedimento provoca frequentemente a estabilização da variância da série observada e reflecte o facto de que a maioria das variáveis económicas apresenta valores positivos, como é o caso dos preços que aqui estudamos. Wallis salienta que modelizar os logaritmos dos preços assegura que as previsões, e intervalos de previsão, representam resultados admissíveis, em particular com valores positivos, tanto na análise univariada, como na multivariada.

### 5.4.1. Análise de estatísticas descritivas e correlogramas

Como acabámos de referir, uma característica a ressaltar deste tipo de análise é a grande volatilidade do preço durante o período considerado, fenómeno não exclusivo do caso espanhol, porque comum aos mercados eléctricos concorrenciais de qualquer país, como exemplificaremos mais adiante.

Estimando a volatilidade como o desvio-padrão do retorno diário, 0,207, obtém-se uma volatilidade anualizada de 395,43%. O preço máximo ocorreu em 11 de Janeiro de 2002, enquanto o mínimo teve lugar em 31 de Dezembro de 2002 (veja-se a figura 5.7).

As séries  $Spot_t$  e  $R_t$  são ambas leptocúrticas, pois apresentam excesso de curtose em relação à distribuição normal, com valores estimados de 6,997 para  $Spot_t$  e 5,383 para  $R_t$ , como consta no quadro 5.1.

Quadro 5.1 - Estatísticas descritivas das séries dos preços e dos retornos

	$Spot_t$	$R_t$
Média	3,102	0,001
Mediana	2,923	-0,012
Máximo	10,376	1,185
Mínimo	0,547	-1,153
Desvio-padrão	0,9462	0,207
Assimetria	1,084	0,471
Curtose	6,997	5,383
Jarques-Bera	2099,128	666,221
<i>p-valor</i>	0,00000	0,00000

O valor de probabilidade, *p-valor*, apresentado (neste caso 0), é o menor valor de significância que leva à rejeição da hipótese nula (da normalidade).

Por fim, testámos a estacionariedade da série dos preços *spot* obtidos no OMEL utilizando o teste de Dickey Fuller aumentado (*ADF*) e o teste de Phillips-Perron (*PP*) (veja-se o quadro 5.2).

Quadro 5.2 - Testes *ADF* e de Phillips-Perron

	$Spot_t$
<i>ADF</i>	-5.401840
<i>PP</i>	-9.760217

1% Valor crítico\* -3.4396

5% Valor crítico\* -2.8648

10% Valor crítico\* -2.5685

\* Valores críticos de MacKinnon para a rejeição da hipótese de raiz unitária.

De acordo com ambos os testes, a hipótese de estacionariedade não pode ser rejeitada para nenhuma das séries.

Contrariamente ao trabalho prévio de De Vany e Wall (1999a,b) onde foi encontrada a presença de raízes unitárias na série dos preços da electricidade, partilhamos das conclusões de Lúcia e Schwartz (2001), afirmando que a hipótese de estacionariedade não pode ser rejeitada.

Recorrendo ao modelo *ARIMA* (Box-Jenkins, 1970) para modelizar os processos subjacentes às séries temporais, procedemos de imediato à análise do correlograma da série dos retornos.

Recorde-se que as funções de autocorrelação (*FAC*) e de autocorrelação parcial (*FACP*), cujos gráficos são os correlogramas, indicam o padrão da dependência temporal presente nas sucessões cronológicas e constituem ferramentas imprescindíveis para a identificação e estimação dos modelos lineares (ver-se-á adiante a caracterização de cada modelo linear em termos do correspondente correlograma) e que a função *FAC* de ordem  $k$  da série  $y = \{y_1, \dots, y_T\}$  é estimada por

$$\rho_k = \frac{\sum_{t=k+1}^T (y_t - \bar{y})(y_{t-k} - \bar{y})}{\sum_{t=1}^T (y_t - \bar{y})^2},$$

e que os valores que se situam entre  $-2\sqrt{T}$  e  $2\sqrt{T}$  não são estatisticamente diferentes de zero a (aproximadamente) um nível de significância de 5%.

A análise do correlograma e do correlograma parcial da série  $R_t$ , apresentados na figura 5.14, revela que a série dos retornos não tem um comportamento puramente de *ruído branco* (*white noise*).

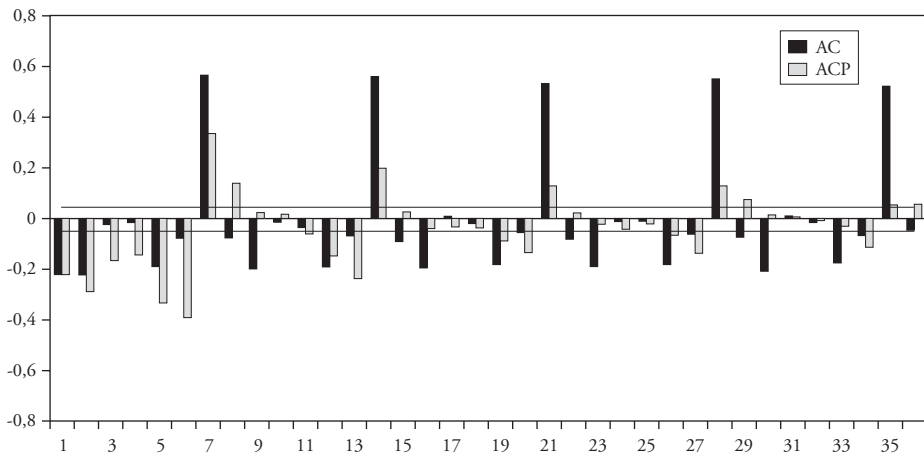


Figura 5.14 - Correlogramas de  $R_t$

Os coeficientes de correlação ocorridos nos momentos múltiplos de 7, concretamente, de ordem 7, 14, 21, 28 e 35 apresentam valores positivos claramente significativos. Note-se, como já foi referido anteriormente, que a maior parte do consumo de electricidade é de origem industrial. Ora, estando a indústria maioritariamente encerrada ao domingo, a procura de electricidade cai abruptamente neste dia da semana, para ser retomada às segundas-feiras, influenciando o comportamento do preço. Daí não ser surpreendente a ocorrência de picos no gráfico das funções das autocorrelações com um intervalo de 7 *lags*, correspondentes ao ciclo semanal, fenómeno que perdura por todo o período em análise. Na maior parte da informação financeira, os parâmetros de autocorrelação diluem-se (ou, mais precisamente, caem no intervalo de confiança de passeio aleatório Gaussiano) ao fim de 10 a 20 dias, e as autocorrelações de longo prazo são apenas encontradas para o quadrado dos retornos (Weron, 2000, Dacorogna *et al.*, 1993, Bouchaud e Potters, 1997, Mantegna e Stanley, 1999).

Esta correlação cíclica de 7 dias, indicador da presença de sazonalidade na série, pode ser removida com auxílio da diferenciação. Transformou-se então a série inicial numa outra série,  $Z_t$ , dada por

$$Z_t = R_t - R_{t-7},$$

cujos correlogramas se apresentam na figura 5.15.

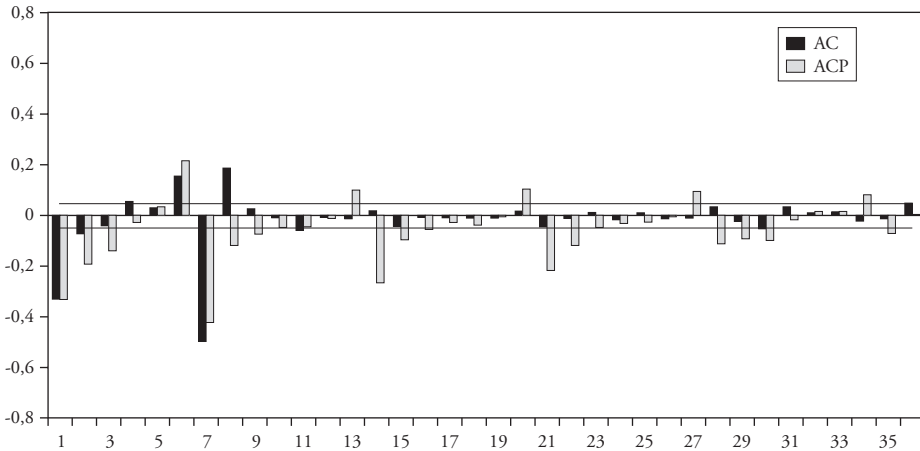


Figura 5.15 - Correlogramas de  $Z_t$ .

Os valores da autocorrelação e da autocorrelação parcial de ordens 1 e 7 são relevantemente negativos, o que indicia a presença de uma forte reversão à média da série dos retornos (Hull, 1997, Weron, 2000), como já havíamos antecipado. Agora já não se apresentam picos sazonais. Porém, para a função de autocorrelação é notória uma visualização de valores significativos até ao *lag* 8, o que exige que se estime um modelo para as médias das observações antes de se avançar para o estudo das volatilidades (Silva e Soares, 2004).



### 5.4.2. Ajustamento de um modelo média móvel

Recorremos à metodologia de Box-Jenkins para obter o melhor modelo que se ajusta à série em análise, tendo utilizado o critério de informação de Akaike (*CIA*) e o critério Bayesiano de Schwartz (*CBS*) para seleccionar o processo com um número parcimonioso de *lags*<sup>35</sup>.

A análise da *FAC* e da *FACP* de  $Z_t$  sugere como provável a adequação de um modelo do tipo *MA*(8) – média móvel (*moving average*) de ordem 8 –, com média diferente de zero, atendendo a que função de autocorrelação nula a partir de uma determinada ordem  $q$  é uma característica dos modelos *MA*( $q$ ).

O ajustamento deste modelo, por estimação pelo método dos mínimos quadrados ordinários (*MMQ*), facultou os seguintes resultados (desvio-padrão entre parênteses):

$$\begin{aligned}
 Z_t = & -0,0003 - 0,428\varepsilon_{t-1} - 0,059\varepsilon_{t-2} + 0,002\varepsilon_{t-3} - 0,008\varepsilon_{t-4} \\
 & (0,0001) \quad (0,0234) \quad (0,0128) \quad (0,0116) \quad (0,0116) \\
 & -0,011\varepsilon_{t-5} + 0,025\varepsilon_{t-6} - 0,877\varepsilon_{t-7} + 0,378\varepsilon_{t-8} \cdot \\
 & (0,0113) \quad (0,0111) \quad (0,0123) \quad (0,0272)
 \end{aligned}$$

Os correlogramas das *FAC* e das *FACP* da série dos resíduos da estimação do modelo *MA*(8) podem ver-se na figura 5.16. A série dos resíduos estimados,  $\hat{\varepsilon}_t$ , é uma série de valores não significativamente correlacionados entre si, podendo concluir-se que ela é um ruído branco.

Esta hipótese de ruído branco pode testar-se verificando se a covariância entre  $\varepsilon_t$  e  $\varepsilon_{t-j}$  é igual zero para todo o valor positivo de  $j$ . Esta é a ideia subjacente ao teste *Portmanteau*, sugerido por Box e Pierce (1970) e Ljung e Box (1978). Se  $\hat{\varepsilon}_t$  for o resíduo estimado no modelo *ARMA*, as autocorrelações empíricas,

$$\hat{\rho}_j = \frac{\sum_{t=1}^{T-j} \hat{\varepsilon}_t \hat{\varepsilon}_{t-j}}{\sum_{t=1}^T \hat{\varepsilon}_t^2}$$

são usadas para determinar a estatística  $Q_{LB}$  de Ljung e Box.

<sup>35</sup> O objectivo dos critérios de informação é fornecer uma medida de informação que reflecta o equilíbrio entre a correcta estimação do modelo e a parcimónia da sua especificação (Grasa, 1989). O critério de informação de Akaike (*CIA*) é dado por  $CIA = -2l/n + 2k/n$  e o Bayesiano de Schwartz (*CBS*) por  $CBS = -2l/n + k(\log n)/n$ , onde  $k$  é o número de coeficientes estimados,  $n$  é o número de observações e  $l$  é o valor da função log-verosimilhança (Lutkepohl, 1991).

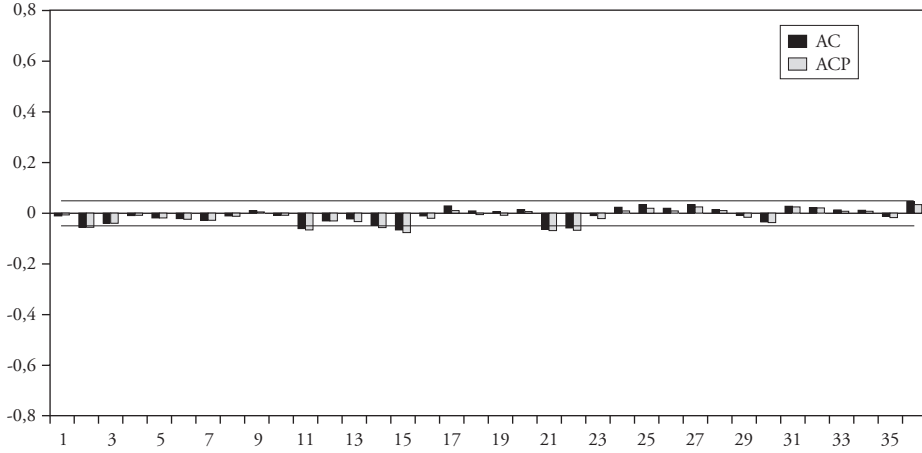


Figura 5.16 - Correlogramas dos resíduos da estimação  $MA(8)$

Sintetizando, a estatística Ljung e Box para o *lag*  $k$  representa o teste estatístico para a hipótese nula de ausência de autocorrelação até à ordem  $k$ , sendo dada por

$$Q_{LB} = T(T + 2) \sum_{j=1}^k \frac{\hat{\rho}_j^2}{T - j},$$

onde  $\hat{\rho}_j$  é a autocorrelação empírica de ordem  $j$  e  $T$  é o número de observações.

A presença de volatilidade na série inicial levou-nos a estudar a série dos quadrados dos resíduos a fim de verificar a presença, ou não, de heteroscedasticidade condicional. Aplicando o teste Ljung-Box, concluímos que a série dos quadrados dos resíduos da estimação do modelo  $MA(8)$  não é um ruído branco, isto é, não pode ser considerada um conjunto de valores independentes (valores apresentados no quadro 5.3).

Quadro 5.3 - Estatística de Ljung-Box para os quadrados dos resíduos

Lag	1	8	16	24	36
$Q_{LB}$	195,20	280,57	294,86	306,60	330,32
<i>p</i> -valor	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000

A observação dos correlogramas (5.17) da série do quadrado dos resíduos da estimação do modelo  $MA(8)$  confirma a conclusão de esta série não ser um ruído branco. Agora, apenas muito poucas ocorrências são ligeiramente elevadas, como sucede no *lag* 7, facto que também já se revelava significativo ao nível da série inicial.

Em séries de retornos de activos financeiros é comum grandes valores num determinado período do tempo serem seguidos por valores também elevados em períodos subsequentes, não necessariamente no mesmo sentido. Estatisticamente, essa

característica pode ser descrita pela presença de elevada autocorrelação nos quadrados dos retornos. A autocorrelação presente no quadrado dos retornos das séries financeiras implica que a variância condicional dos retornos apresente uma dependência temporal dos choques passados (Juselius, 1999).

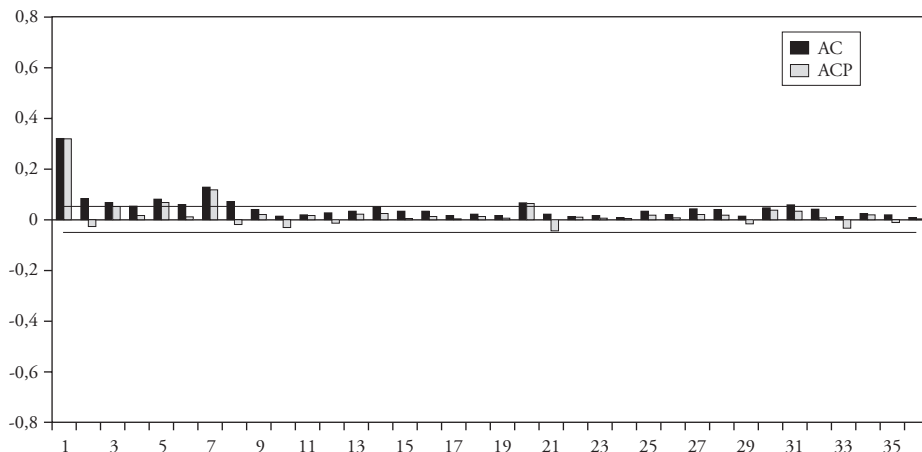


Figura 5.17 - Correlogramas dos quadrados dos resíduos da estimação  $MA(8)$

Esta circunstância decorre de algumas coincidências temporais envolvendo dias com volatilidades mais elevadas. Com efeito, as séries de preços da electricidade são muito sensíveis à presença de *outliers* (valores aberrantes), que podem resultar de uma insuficiência pontual de capacidade de produção, de picos anómalos de temperatura, de insuficiência de pluviosidade ou de congestionamentos na rede de transporte, entre outros.

Para averiguar a heteroscedasticidade condicional autorregressiva nos resíduos desta estimação utilizámos o teste *ARCH-LM* do multiplicador de Lagrange (*LM*), como Engle (1982) propõe. A estatística *ARCH-LM* determina-se a partir de um teste de regressão auxiliar. Para testar a hipótese nula da ausência de efeitos *ARCH* até à ordem  $q$  na série dos resíduos da estimação considera-se o modelo de regressão associado dos modelos  $ARCH(q)$

$$e_t^2 = \beta_0 + \beta_1 e_{t-1}^2 + \beta_2 e_{t-2}^2 + \dots + \beta_q e_{t-q}^2 + v_t,$$

onde  $e_t$  é a série dos resíduos, e testa-se a significância dos coeficientes.

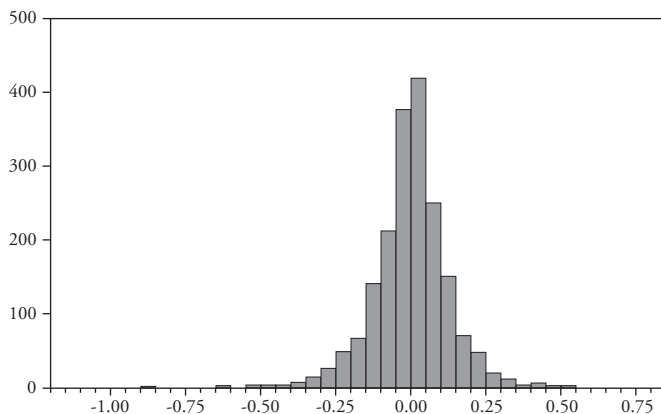
A partir desta regressão são definidas duas estatísticas, aqui designadas por  $F$  e  $TR^2$ , cujos valores são superiores ao valor crítico (8,810549), pelo que se rejeita a hipótese nula, concluindo-se pela existência de heteroscedasticidade na série dos resíduos da estimação (os valores constam do quadro 5.4).

Finalmente, comprovamos a não normalidade da série dos resíduos através da elaboração do histograma e do cômputo de algumas estatísticas descritivas, ilustrados na figura 5.18 e no quadro 5.5, respectivamente.

**Quadro 5.4** - Teste do multiplicador de Lagrange aplicado aos resíduos

Estatística $F$	216.8029		
$TR^2$	194.8547		
<b>Variável</b>	<b>Coefficiente</b>	<b>Desvio-padrão</b>	<b>Estatística <math>t</math></b>
$C$	0,012944	0,001469	8,810549
$\varepsilon_{t-1}^2$	0,319708	0,059832	5,343404

154



**Figura 5.18** - Histograma da série de resíduos da estimação  $MA(8)$

Na realidade, deparamo-nos com uma série com excesso de curtose (7,96), leptocúrtica, com uma cauda esquerda ligeiramente mais pesada do que a da distribuição normal (assimetria de  $-0,52$ ) e uma estatística Jarque-Bera de 2596,546, o que confirma a referida não normalidade da distribuição da série dos resíduos da estimação  $MA(8)$ .

**Quadro 5.5** - Estatística descritiva da série dos resíduos

Média	-0,000301
Mediana	0,005250
Máximo	0,758330
Mínimo	-1,082233
Desvio-padrão	0,139434
Assimetria	-0,516588
Curtose	7,959695
Jarque-Bera	2596,546
$p$ -valor	0,00000

Em suma, o estudo acabado de realizar permite detectar na série dos retornos associada ao preço da electricidade no OMEL um conjunto de aspectos característicos das séries financeiras:

- períodos em que variabilidades elevadas (respectivamente baixas) se sucedem a períodos de variabilidades baixas (respectivamente elevadas), mostrando que a variância condicional de tal série não se pode considerar constante ao longo do tempo;
- excesso de curtose relativamente à distribuição normal;
- não linearidade e não correlação da série dos retornos.

Para modelizar o comportamento de séries com estas características recorreremos a modelos de tipo não linear, mais apropriados para lidar com os aspectos referidos, o que suscita a escolha dos modelos *ARCH* e *GARCH* (*General Autoregressive Conditional Heteroscedasticity*) para descrever de modo matemático o comportamento do preço com aquelas características.

#### 5.4.3. Ajustamento de um modelo *GARCH* à série dos resíduos

Caracterizando-se a série financeira dos preços da electricidade por uma dinâmica não linear, com forte dependência da variabilidade instantânea relativamente ao seu próprio passado, os modelos *ARCH* introduzidos por Engle (1982) sugerem a adequada abordagem para lidar com os problemas que lhe estão associados.

Do ponto de vista da teoria estatística, os modelos do tipo *ARCH* podem ser considerados como modelos não lineares específicos de séries temporais, que permitem um estudo aprofundado das dinâmicas subjacentes (Gouriéroux, 1997).

Engle formulou a ideia de que o passado recente pode fornecer informação sobre a variância condicional da perturbação. Um processo estocástico real  $\varepsilon = (\varepsilon_t, t \in \mathbb{Z})$  segue um modelo *ARCH* de ordem  $q$  se verificar as condições

$$\begin{cases} E(\varepsilon_t / \varepsilon_{t-1}) = 0 \\ V(\varepsilon_t / \varepsilon_{t-1}) = \sigma_t^2, \end{cases}$$

onde  $\varepsilon_{t-1}$  descreve todo o passado disponível até à data  $t$ , e a variância condicionada é

$$\sigma_t^2 = \alpha_0 + \sum_{i=1}^q \alpha_i \varepsilon_{t-i}^2, \quad (5.1)$$

sob as restrições  $\alpha_0 > 0$ ,  $\alpha_i \geq 0$ ,  $i = 1, \dots, q$ , que asseguram a sua positividade. Bollerslev (1986) assinala uma consequência interessante da formulação de Engle, que consiste no facto de ela ser equivalente a uma representação autorregressiva de ordem  $q$  para o processo  $(\varepsilon_t^2, t \in \mathbb{Z})$ . De facto, introduzindo a inovação deste processo,  $u = (u_t, t \in \mathbb{Z})$ , com

$$u_t = \varepsilon_t^2 - \sigma_t^2,$$

obtém-se

$$\varepsilon_t^2 = \alpha_0 + \sum_{i=1}^q \alpha_i \varepsilon_{t-i}^2 + u_t.$$

Tal representação permite-nos verificar que estes modelos apresentam a característica, observada por Mandelbrot (1963), de que pequenos (respectivamente grandes) valores, são geralmente seguidos por pequenos (respectivamente grandes) valores, sem precisão de sinal.

Quando se trabalha com mercados especulativos tais como taxas de câmbio, taxas de juro ou, mais recentemente, mercados de preços de electricidade, é frequente constatar que grandes e pequenos erros ocorrem em grupos (*clusters*). A liberalização da indústria eléctrica transformou este bem numa *commodity* com comportamento similar ao de outras, como o petróleo, carvão ou cobre, isto é, tornou-a particularmente adequada para ser estudada com o auxílio desta classe de modelos não lineares.

Da fórmula (5.1) conclui-se que a volatilidade será tanto maior quanto maiores forem, em valor absoluto, as perturbações, ou desvios,  $\varepsilon_t$ , em relação à média condicionada.

Seguindo o princípio da parcimónia na ordem de atrasos, o processo *ARCH* foi generalizado por Bollerslev (1986) supondo que a variância condicional seja função, não só dos resíduos passados (rendibilidades), mas também das variâncias condicionais desfasadas. Desde então, a modelização *GARCH* tem sido muito utilizada em aplicações empíricas (Bollerslev, 1987, Bollerslev *et al.*, 1992). Esta formulação mais abrangente permite captar várias estruturas dinâmicas da variância condicional, podendo também ser utilizada para compreender a relação entre a volatilidade e os retornos esperados.

O modelo *GARCH*( $p, q$ ) é representado na forma

$$\sigma_t^2 = \alpha_0 + \sum_{i=1}^q \alpha_i \varepsilon_{t-i}^2 + \sum_{j=1}^p \beta_j \sigma_{t-j}^2,$$

onde  $p > 0$  e  $q > 0$  são as ordens do processo, sendo condição suficiente de positividade da variância que se verifiquem as condições  $\alpha_0 > 0$ ,  $\alpha_i \geq 0$ ,  $i = 1, \dots, q$ , e  $\beta_j \geq 0$ ,  $j = 1, \dots, p$ . Adicionalmente, é condição necessária e suficiente para que o processo  $\varepsilon_t$  seja estacionário em covariância que se tenha  $\alpha_1 + \dots + \alpha_q + \beta_1 + \dots + \beta_p < 1$ .

Na classe dos modelos *GARCH*, o mais frequentemente utilizado em aplicações empíricas é o *GARCH*(1,1)

$$\sigma_t^2 = \alpha_0 + \alpha_1 \varepsilon_{t-1}^2 + \beta_1 \sigma_{t-1}^2,$$

que, sob as condições  $\alpha_0 > 0$ ,  $\alpha_1 \geq 0$ ,  $\beta_1 \geq 0$  e  $\alpha_1 + \beta_1 < 1$ , é um modelo estacionário em covariância, com variância  $\text{var}(\varepsilon_t) = \alpha_0 / (1 - \alpha_1 - \beta_1)$  não condicional.

O termo de erro do quadrado dos retornos é dado pela diferença de martingala  $u_t = \varepsilon_t^2 - \sigma_t^2$ . Substituindo na equação da variância e reorganizando os termos, pode rescrever-se o modelo na forma

$$\varepsilon_t^2 = \alpha_0 + (\alpha_1 + \beta_1) \varepsilon_{t-1}^2 + u_t - \beta_1 u_{t-1}.$$

Assim, o quadrado dos erros segue um processo *ARMA*(1,1) heteroscedástico. A raiz autorregressiva, que comanda a persistência dos choques à volatilidade, é dada pela soma  $\alpha_1 + \beta_1$ . Em muitas aplicações este valor é muito próximo da unidade, de modo que os choques desaparecem muito lentamente, isto é, a maior ou menor persistência dos choques na volatilidade depende da proximidade da soma  $\alpha_1 + \beta_1$  em relação à unidade.

Além disso, a curtose de  $\varepsilon_t$  é  $K = 3 \cdot [2\alpha_1^2 / (1 - 3\alpha_1^2 - 2\alpha_1\beta_1 - \beta_1^2)]$ , valor superior a 3, o que mostra que a distribuição do processo é leptocúrtica e por conseguinte potencialmente adequada para a modelização de séries com as características das anteriores (nas distribuições leptocúrticas as caudas das distribuições são relativamente altas, evidenciando a existência de uma massa de probabilidade elevada para as observações que se encontram relativamente afastadas da média).

Os processos *GARCH*, estruturalmente ruídos brancos, apresentam então propriedades probabilísticas compatíveis com a série de resíduos resultante da estimação pelo modelo *MA(8)* (não normalidade, leptocurtose, quadrado do processo seguindo um modelo do tipo *ARMA*, conforme sintetizam Gonçalves e Lopes, 1993).

A estimação de um modelo *GARCH(1,1)*, aplicado à série dos resíduos da estimação *MA(8)*, permite-nos escrever a equação descritiva do processo de evolução (desvio-padrão entre parênteses),

$$\varepsilon_t = -0,004354 + e_t,$$

(0,0027)

e, de modo imediato, a equação da variância condicional

$$\sigma_t^2 = 0,001790 + 0,134655\varepsilon_t^2 + 0,777121\sigma_{t-1}^2.$$

(0,0001)      (0,0228)      (0,0371)

A soma dos coeficientes,  $\alpha_1 + \beta_1 = 0,911776$  bem inferior à unidade, significa estacionariedade em covariância<sup>36</sup> do processo em estudo.

Uma das formas de testar a adequação do modelo *ARCH/GARCH* pode ser efectuada em termos de resíduos estandardizados, isto é, dos resíduos convencionais da estimação divididos pelo desvio-padrão condicional. Se o modelo estiver correctamente especificado, estes resíduos são não correlacionados. As funções de autocorrelação e autocorrelação parcial da série dos resíduos estandardizados da estimação *GARCH(1,1)* observáveis na figura 5.19 comprovam a adequação do modelo.

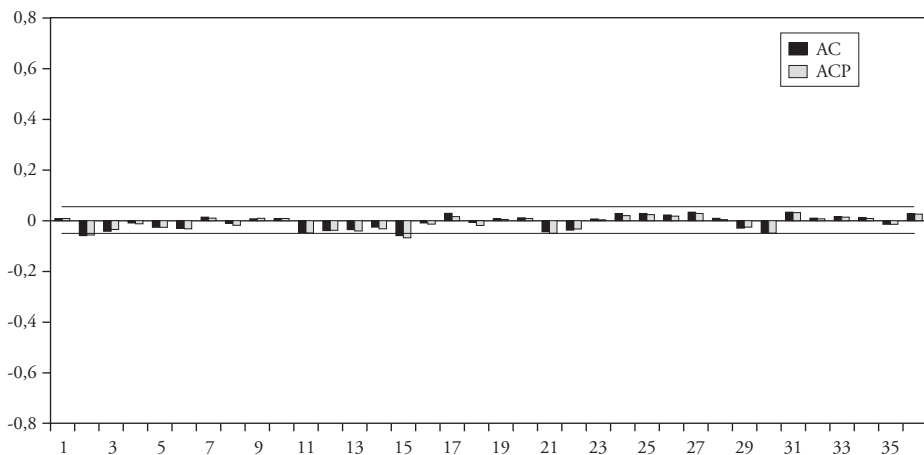


Figura 5.19 - Correlogramas dos resíduos estandardizados da estimação *GARCH(1,1)*

<sup>36</sup> Caso a soma dos parâmetros fosse muito próxima do valor unitário, poder-se-ia concluir uma forte persistência aos choques, sendo de sugerir a especificação *IGARCH(1,1)*.

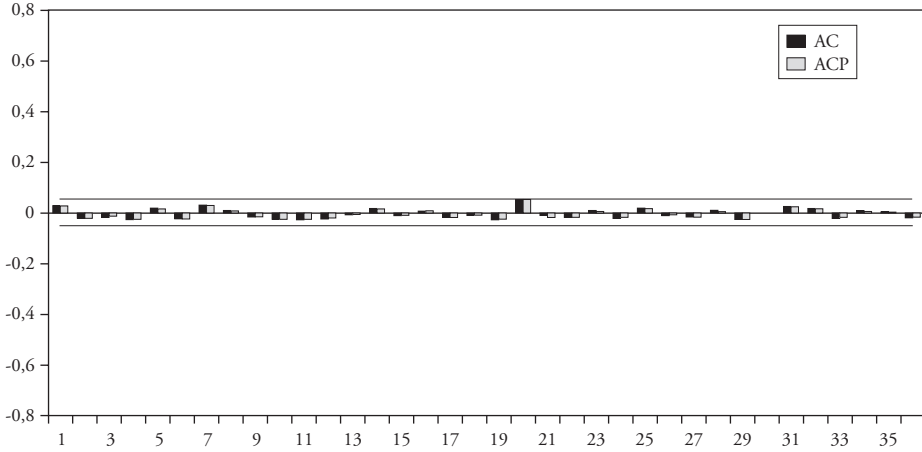


Figura 5.20 - Correlogramas dos quadrados dos resíduos da estimação  $GARCH(1,1)$

De igual modo, as funções de autocorrelação e autocorrelação parcial da série dos quadrados dos resíduos da estimação  $GARCH(1,1)$ , observáveis na figura 5.20, comprovam a adequação do modelo.

Na figura 5.21 apresentam-se as trajectórias das séries inicial, estimada e dos resíduos. Pela sobreposição quase total das linhas verde e vermelha, a série estimada identifica-se com a observada, confirmando a adequação do modelo  $GARCH(1,1)$ .

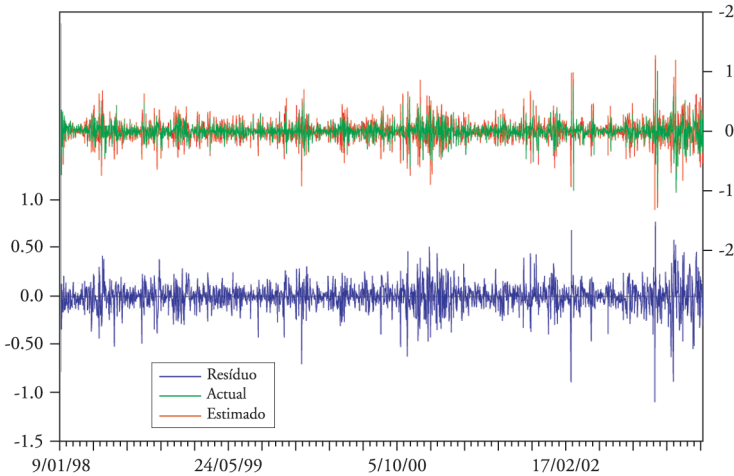


Figura 5.21 - Trajectórias das séries inicial, estimada e dos resíduos

É agora possível elaborar uma previsão da função da variância condicional estimada do  $GARCH(1,1)$ , isto é, da volatilidade estimada que servirá de auxiliar à previsão dos preços futuros da electricidade no mercado *spot*.



Da figura 5.22 podemos concluir que se espera um comportamento igualmente volátil no OMEL para a série dos preços da electricidade.

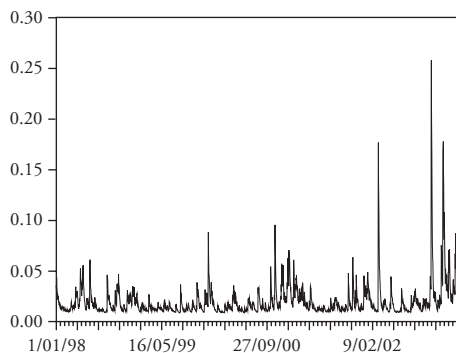


Figura 5.22 - Volatilidade estimada

### 5.5. Comparação da volatilidade em mercados europeus de electricidade

Aplicamos nesta secção a metodologia empregue anteriormente para modelizar os processos que regem o comportamento dos preços nalguns mercados europeus de transacção de energia. Estendemos o nosso estudo ao EEX, mercado alemão, à APX, mercado holandês, à *Powernext*, mercado francês, à *Nord Pool*, mercado nórdico e à UKPX, mercado de Inglaterra e Gales.

A selecção destes mercados justifica-se pelo critério de alguma proximidade física com o mercado regional ibérico e pela importância e experiência do funcionamento de outros mercados.

A figura 5.23 apresenta os cinco gráficos representativos da evolução dos preços *spot* e dos retornos nos mercados acima mencionados.

Para conferir maior representatividade à análise comparativa, reduzimos o período estudado para um subperíodo comum a todos os mercados: 1 de Janeiro de 2002 a 30 de Setembro de 2004.

Atendendo à figura 5.24, onde se reuniram os cinco gráficos da figura 5.23 referentes às cinco bolsas acima ilustradas com o objectivo de facilitar a comparação com a série temporal dos preços *spot* no OMEL, mercado privilegiado no nosso estudo, (figura 5.6), e simultaneamente aos factos sintetizados nos quadros 5.6 e 5.7, podemos reconhecer algumas evidências:

- expressiva volatilidade em todas as séries de preços;
- assimetria positiva;
- excesso de curtose;
- não normalidade.

Subsistem, no entanto, algumas diferenças entre elas pois, como já foi salientado por Wolak (1997), a *mix* de produção de cada mercado tem tradução no comportamento observado dos preços.

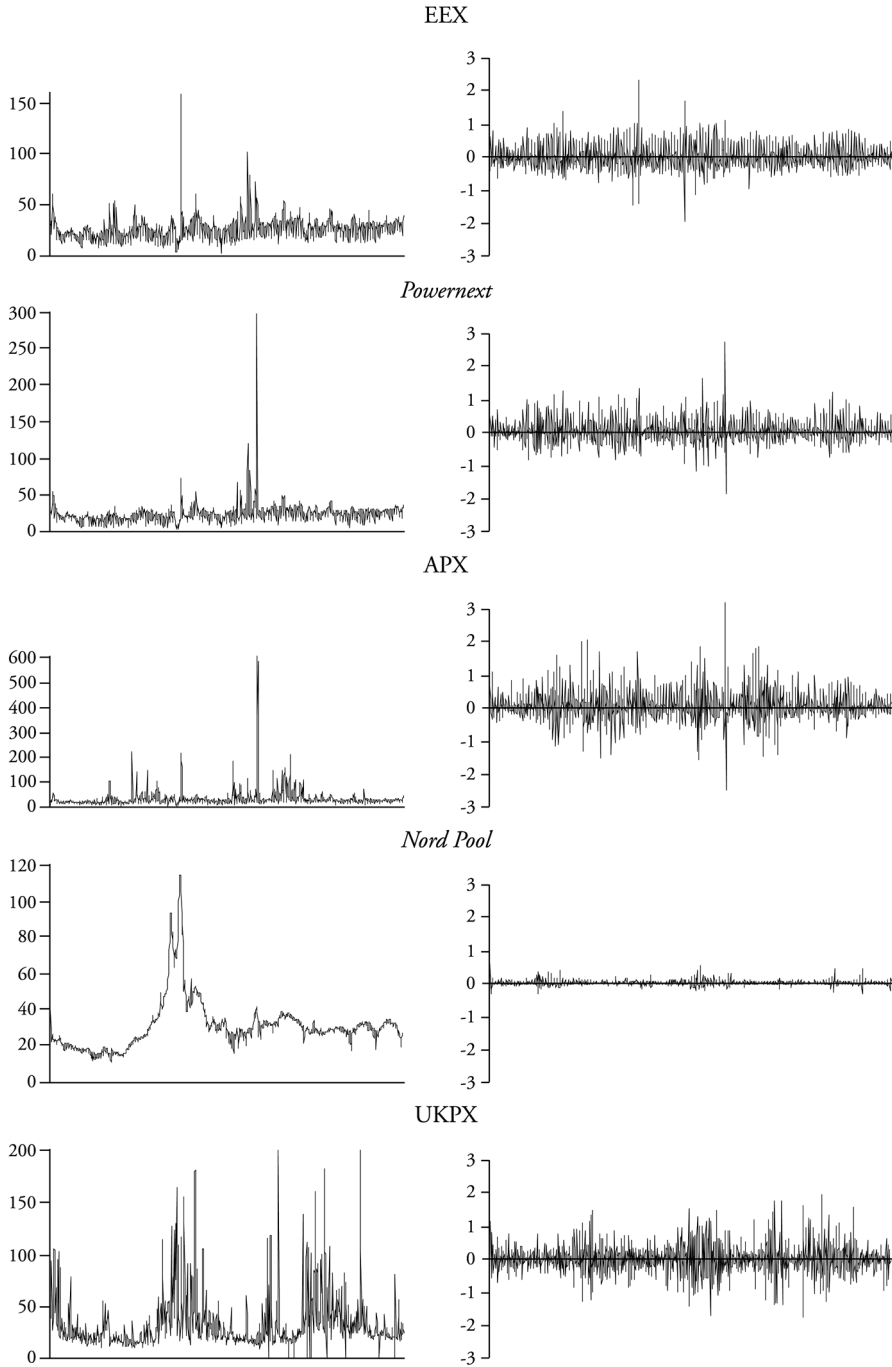


Figura 5.23 - Séries de preços *spot* e dos retornos de cinco bolsas europeias

Em particular, nos países onde a electricidade é maioritariamente produzida com recurso a tecnologia de fuel fóssil (APX e EEX) há uma maior variabilidade nos preços, em contraste com o que ocorre em mercados de preços mais estáveis, onde ela tem uma origem predominantemente hidroeléctrica.

Das estatísticas descritivas e do gráfico das séries de preços podemos concluir a existência de um elevado grau de regionalismo dos mercados liberalizados da electricidade.

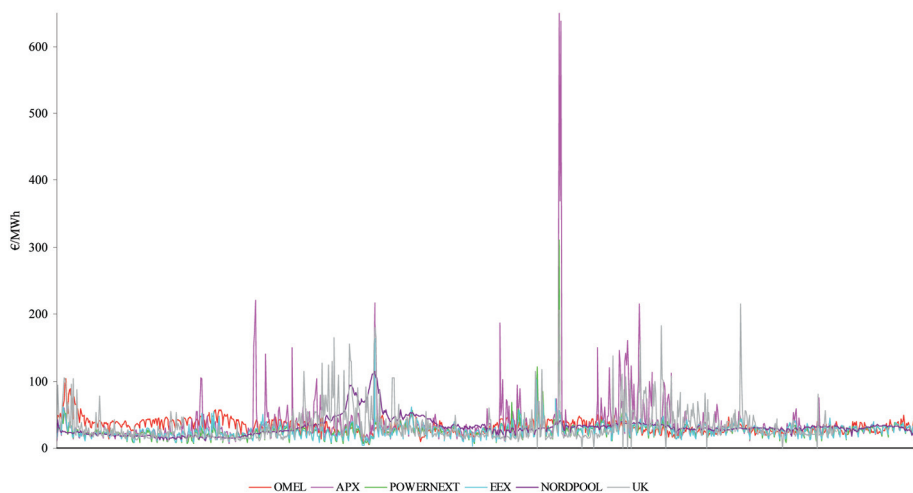


Figura 5.24 - Evolução dos preços em seis bolsas europeias de electricidade (2002-2004)

Quadro 5.6 - Estatísticas descritivas para as séries de preços *spot* (base)

	OMEL	Powernext	APX	EEX	Nord Pool	UKPX
Média (€/MWh)	32,23	25,84	36,01	26,58	31,13	33,25
Mediana	30,97	24,87	29,05	26,37	29,39	24,00
Máximo	103,76	310,37	660,34	163,46	114,61	215,10
Mínimo	5,47	4,93	6,75	3,12	10,90	0,00
Desvio-padrão	10,78	13,11	38,08	10,44	14,31	26,39
Assimetria	1,35	10,99	9,92	3,10	2,66	2,89
Curtose	7,96	226,31	143,46	35,42	12,92	13,98
Jarque-Bera	1330,83	2104287	841001,80	45532,42	5293,69	5859,31
<i>p</i> -valor	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000
Número de observações	1003	1003	1003	1003	1003	912
Período analisado	1 Jan. 2002 a 30 Set. 2004	1 Jan. 2002 a 30 Set. 2004	1 Jan. 2002 a 30 Set. 2004	15 Jun. 2000 a 30 Set. 2004	1 Jan. 2002 a 30 Set. 2004	15 Jun. 2000 a 30 Set. 2004

Também Wolak (1997) salientara que o enquadramento regulatório, o processo de transição para a liberalização e as regras de funcionamento dos mercados e das indústrias interferem no comportamento dos preços. Na secção 5.3 constatámos como estas influências são determinantes para compreender o comportamento dos preços no OMEL (*vide* ainda Federico e Whitmore, 1999, Fabra e Toro, 2003).

Estas diferenças entre mercados tenderão certamente a reflectir-se nos resultados estimados. Por exemplo, as séries que apresentem maior coeficiente de curtose tendem a apresentar no modelo *GARCH*(1,1) uma maior persistência estimada.

Os correlogramas das séries dos preços e dos respectivos retornos comprovam a característica da sazonalidade semanal, que já antecipávamos.

A figura 5.23 evidencia ainda o *clustering* da volatilidade, também já antecipado. Interessante é verificar que os gráficos das séries dos retornos dos mercados APX e EEX apresentam linhas verticais mais proeminentes do que nos outros mercados, o que decorre naturalmente do elevado excesso de curtose, assimetria e volatilidade.

Sintetizada a informação no quadro 5.7, conclui-se que para todos os mercados as séries dos resíduos da estimação *MA*(8) são ruídos brancos.

Seguindo ainda a mesma metodologia utilizada no estudo do OMEL, obtivemos os resultados apresentados no quadro 5.8.

No mercado espanhol atenção especial deve ainda ser votada ao seu enquadramento institucional. A forma como os CTC foram tratados no processo de desregulação criou estímulos conflitantes aos poucos participantes no mercado, como concluíram Federico e Whitmore (1999) e Fabra e Toro (2003 e 2004) quando estudaram a interacção dos incentivos oferecidos e a as suas consequências no risco do preço.

Quadro 5.7 - Comparação da estimação *MA* (8)

	<i>Powernext</i>		APX		EEX		<i>Nord Pool</i>		UKPX	
<i>Equação</i>										
$Z_t = \alpha_0 - \beta_1 \varepsilon_{t-1} - \beta_2 \varepsilon_{t-2} - \beta_3 \varepsilon_{t-3} - \beta_4 \varepsilon_{t-4} - \beta_5 \varepsilon_{t-5} - \beta_6 \varepsilon_{t-6} - \beta_7 \varepsilon_{t-7} - \beta_8 \varepsilon_{t-8}$										
<i>variável</i>	<i>coef.</i>	<i>est. z</i>	<i>coef.</i>	<i>est. z</i>	<i>coef.</i>	<i>est. z</i>	<i>coef.</i>	<i>est. z</i>	<i>coef.</i>	<i>est. z</i>
$\alpha_0$	0,00	0,49	0,00	0,67	0,00	0,85	0,00	0,46	0,00	-1,07
$\beta_1$	-0,27	-5,82	-0,34	-7,81	-0,48	-9,59	-0,14	-2,23	-0,38	-8,46
$\beta_2$	-0,07	-2,37	-0,08	-3,42	-0,01	-0,87	-0,05	-1,98	-0,15	-3,13
$\beta_3$	-0,06	-1,98	-0,06	-2,71	-0,02	-0,84	-0,01	-1,09	-0,19	-4,21
$\beta_4$	-0,04	-0,90	-0,02	-1,14	-0,04	-2,63	0,00	0,37	-0,03	-0,74
$\beta_5$	0,05	1,88	-0,03	-1,35	0,00	0,24	-0,04	-1,39	0,03	0,74
$\beta_6$	0,08	2,04	0,04	1,69	0,04	2,22	-0,01	-0,80	-0,58	-13,4
$\beta_7$	-0,87	-21,2	-0,79	-32,4	-0,94	-43,7	-0,84	-25,2	0,28	6,02
$\beta_8$	0,21	4,83	0,34	8,70	0,46	9,26	0,17	2,96	0,01	0,15
<i>Autocorrelações e Estatísticas Ljung-Box dos resíduos da estimação MA (8)</i>										
	<i>AC</i>	<i>Q<sub>LB</sub></i>	<i>AC</i>	<i>Q<sub>LB</sub></i>	<i>AC</i>	<i>Q<sub>LB</sub></i>	<i>AC</i>	<i>Q<sub>LB</sub></i>	<i>AC</i>	<i>Q<sub>LB</sub></i>
$\hat{\rho}_1$	0,00	0,004	0,01	0,170	0,07	4,97	0,06	2,23	-0,13	12,18
$\hat{\rho}_7$	-0,04	8,022	-0,03	23,59	-0,03	29,91	0,04	3,54	0,08	43,80
$\hat{\rho}_{14}$	-0,04	17,66	-0,10	57,92	-0,12	56,66	-0,05	13,78	0,08	77,82
$\hat{\rho}_{21}$	0,02	20,64	-0,05	73,75	0,03	65,38	0,00	26,83	0,12	98,15
$\hat{\rho}_{28}$	0,02	24,34	-0,05	86,13	0,03	71,89	0,00	37,04	0,07	119,65
$\hat{\rho}_{35}$	-0,03	32,95	-0,04	92,13	0,02	82,28	0,02	42,57	0,05	135,10

Quadro 5.8 - Comparação da estimação *GARCH* (1,1)

		<i>Powernext</i>		<i>APX</i>		<i>EEX</i>		<i>Nord Pool</i>		<i>UKPX</i>	
<i>Equação descritiva do processo</i>											
$\varepsilon_t = \alpha_0 + e_t$											
<i>variável</i>	<i>coef.</i>	<i>est. t</i>	<i>coef.</i>	<i>est. t</i>	<i>coef.</i>	<i>est. t</i>	<i>coef.</i>	<i>est. t</i>	<i>coef.</i>	<i>est. t</i>	
$\alpha_0$	-0,02	-1,12	-0,01	-0,66	0,01	1,58	0,002	1,23	0,01	-0,95	
<i>Equação para a variância</i>											
$\sigma_t^2 = \alpha_0 + \alpha_1 \varepsilon_{t-1}^2 + \beta_1 \sigma_{t-1}^2$											
<i>variável</i>	<i>coef.</i>	<i>est. t</i>	<i>coef.</i>	<i>est. t</i>	<i>coef.</i>	<i>est. t</i>	<i>coef.</i>	<i>est. t</i>	<i>coef.</i>	<i>est. t</i>	
$\alpha_0$	-0,01	1,24	0,01	3,31	0,00	1,83	0,00	2,73	0,00	1,37	
$\alpha_1$	0,08	1,84	0,34	3,34	0,17	3,00	0,36	4,17	0,08	3,64	
$\beta_1$	0,86	10,86	0,71	12,88	0,83	19,07	0,65	11,50	0,89	33,70	
$\alpha_1 + \beta_1$	0,94		1,05		1,00		1,01		0,97		
<i>Autocorrelações e Estatísticas Ljung-Box dos resíduos da estimação GARCH (1,1)</i>											
	<i>AC</i>	<i>Q<sub>LB</sub></i>	<i>AC</i>	<i>Q<sub>LB</sub></i>	<i>AC</i>	<i>Q<sub>LB</sub></i>	<i>AC</i>	<i>Q<sub>LB</sub></i>	<i>AC</i>	<i>Q<sub>LB</sub></i>	
$\hat{\rho}_1$	-0,07	2,60	-0,04	2,12	0,05	2,88	0,09	4,05	-0,11	10,20	
$\hat{\rho}_7$	-0,04	6,82	0,04	18,02	0,04	17,40	0,13	15,95	0,06	17,00	
$\hat{\rho}_{14}$	-0,01	13,40	-0,05	32,13	0,00	20,62	0,00	19,21	0,09	65,14	
$\hat{\rho}_{21}$	0,03	17,23	-0,06	44,95	0,06	28,73	-0,09	38,43	0,10	79,14	
$\hat{\rho}_{28}$	0,01	23,16	-0,02	56,23	0,04	32,94	-0,05	42,98	0,09	90,65	
$\hat{\rho}_{35}$	-0,04	28,10	0,00	69,84	0,03	54,31	0,05	57,99	0,08	109,7	

Essencialmente, a ideia destes autores sintetiza-se na constatação de que os CTC a pagar aos produtores dependem negativamente dos preços observados no mercado: se os preços se situarem acima de um nível conhecido e pré-estabelecido, os produtores obtêm maiores lucros das suas operações de mercado, mas receberão um montante inferior de CTC.

Consequentemente, existe um conflito de interesses entre as empresas produtoras que depende das respectivas características intrínsecas (quota de mercado, expectativas acerca da probabilidade de obter CTC, etc.) e de outras que afectam o preço de equilíbrio de modo previsível.

Dado o modo similar como (CMEC no caso português) foram definidas as regras para os custos de manutenção do equilíbrio contratual, será de esperar uma continuidade de estratégia por parte dos agentes participantes no mercado (que continuarão a ser poucos), não sendo expectável uma mudança relevante na dinâmica de preços numa fase posterior à fusão dos mercados português e espanhol.

Em suma, dos resultado obtidos neste capítulo ao investigar as características da dinâmica do preço *spot* no mercado espanhol de electricidade e da comparação feita com o que acontece noutros mercados europeus, pudemos constatar que a relevância do estudo referente ao caso espanhol se prende não só com a sua dimensão, a 5.<sup>a</sup> no contexto europeu, mas sobretudo com o seu processo de reestruturação.

Antecipamos que o futuro MIBEL, fruto da fusão dos sistemas português e espanhol, possa vir a apresentar características similares às aqui encontradas, já que estrutura e a

a reduzida dimensão da indústria eléctrica portuguesa não deverão ter impacto muito significativo no mercado conjunto.

Recordamos que foi encontrado um padrão de ciclo semanal para o período analisado, observável no correlograma da série dos retornos, sendo a sazonalidade eficazmente extraída por diferenciação. Tornou-se assim possível proceder ao ajustamento de um modelo  $MA(8)$  de média móvel de ordem 8.

Tal comportamento de sazonalidade semanal esteve presente em todos os mercados grossistas estudados, revelando-se uma característica muito importante com repercussões relevantes para o planeamento produtivo de electricidade.

A sazonalidade intradiária reveste igual importância, mas no trabalho privilegiámos o estudo de preços *spot* durante longos períodos de tempo.

O investidor que tenha como objectivo produzir electricidade tem de incorporar este aspecto no momento da concepção do seu programa de investimentos, devendo-lhe conferir flexibilidade suficiente a nível de estrutura e tecnologia produtiva, de modo a fazer face a ciclos de procura.

O padrão detectado do comportamento correspondente a períodos de grande variabilidade de preço seguidos de períodos de menor variabilidade – o *volatility clustering* –, tem impacto na decisão de investimento. Conseguimos estimar um modelo heteroscedástico autorregressivo cujas propriedades teóricas captam bem a realidade vivida nos mercados grossistas aqui estudados: um modelo  $GARCH(1,1)$  foi estimado e concluiu-se que ele descreve de modo significativo a volatilidade estimada.

Uma contribuição importante deste estudo reside no facto de se terem descoberto elementos comuns a mercados variados, de países distintos, *inclusive* no que se refere ao mercado espanhol. Para além da reversão à média, com alterações sazonais e presença de picos, constatou-se a existência de efeitos  $GARCH$  em todos os processos de volatilidade estudados.

Grande número de autores concorda que é muito difícil prever preços a partir de preços passados, mas a verificação da existência de dependência não linear entre retornos consecutivos e a modelização desta dependência são indispensáveis para a quantificação e gestão do risco.

## CAPÍTULO 6

### O PAPEL DAS BOLSAS DE ENERGIA E A INTEGRAÇÃO DOS MERCADOS

No capítulo precedente analisámos os mercados *spot* numa óptica nacional, sem curar do problema da sua integração. Agora vamos preocupar-nos com o papel que eles desempenham na geometria global do mercado europeu de electricidade, pondo para tanto acento no carácter que eles revestem na sua qualidade institucional.

Um forte indicador do sucesso das reformas dos mercados europeus, com vista à emergência do mercado único, manifesta-se na interacção entre os sinais dos preços dos respectivos países. Poder-se-ia esperar que o preço dos serviços prestados pelos operadores de sistema fosse o elemento-chave na construção conjunta do Mercado Interno. Todavia, na prossecução dessa convergência são antes de tudo os preços da electricidade resultantes dos mercados *spot* grossistas o elemento determinante (Glachant e Lévêque, 2005).

Seleccionámos quatro mercados da Europa Continental (OMEL, *Powernext*, APX e EEX) para averiguar se os correspondentes preços *spot* estão em vias de convergir, como se deseja que ocorra num mercado único emergente, e utilizámos numa primeira fase uma simples análise de correlação, para de seguida aprofundarmos o estudo econométrico com recurso a um modelo regressivo.

Além de partilharem a mesma moeda, estes quatro mercados localizam-se em países vizinhos, pelo que as trocas normais entre eles deverão promover a obtenção de igualdade de preços, a menos que se verifiquem congestionamentos transfronteiriços. Outra similitude entre estes mercados repousa no facto de em todos eles se utilizar um procedimento de leilão para determinar preços (os dados relevantes que utilizámos estão disponíveis nos respectivos *sites* na *internet*).

Agora, via a análise da integração de tais mercados, iremos investigar se é possível reforçar o argumento de similitude do padrão comportamental dos preços, se bem que não se possam ignorar especificidades institucionais dos mercados e realidades dos diversos dos países.

## 6.1. Estudos prévios sobre integração de mercados

Já a clássica frase de Cournot (1838), amiúde citada,

166

*«Economists understand by the term Market, not any particular marketplace in which things are bought and sold, but the whole region in which buyers and sellers are in such free intercourse with one another that the prices of the same goods tend to equality easily and quickly»<sup>37</sup>,*

revela a importância que em teoria económica revestem as relações espaciais no que concerne à definição de mercado e à questão da integração. De modo análogo, Stigler (1969) define mercado como

*«the area within which the price of a good tends to uniformity, allowances being made for transportation costs»<sup>38</sup>.*

Na prática, é frequente utilizar correlações de preços para averiguar se duas áreas geográficas partilham o mesmo mercado económico, sendo de esperar elevada correlação entre níveis de preços em caso de mercado integrado. O grau de integração de mercados está intimamente relacionado com a sua eficiência e esta implica que toda a informação publicamente disponível se reflecta nos preços de mercado em qualquer local (Fama, 1970).

Existem diversos trabalhos aplicados a diferentes sectores: sobre a União Monetária Europeia, destacam-se Artis e Taylor (1988) e MacDonald e Taylor (1991); sobre mercados financeiros, Schüler e Heineman (2001) e Sander e Kleimeier (2001); sobre gás natural, Asche *et al.* (2001).

Sobre mercados de electricidade, refira-se um estudo de De Vany e Walls (1999a) em que uma abordagem tendo em vista a compreensão do comportamento do preço da electricidade examina a eventual integração dos mercados regionais de energia no oeste dos EUA (a *Western Electricity Grid*) para o período de Dezembro de 1994 a Abril de 1996. Estes autores aplicaram numa primeira fase o teste de raízes unitárias *ADF* (*Augmented Dickey-Fuller*) às séries de preços *spot* dos mercados do dia seguinte (*day ahead*), a fim de detectarem a presença de não estacionariedade, tanto nas séries de *peak* (horas de «ponta»), como nas de *off-peak* (horas de menor procura) desses mercados, e em seguida empregaram a análise de cointegração para testar a convergência de preços entre tais mercados. Os resultados indicaram um elevado grau de integração entre eles (não necessariamente interligados de forma física), sendo detectada cointegração em 48 dos 55 pares de mercado (87% dos casos) para os preços de ponta e em todos os pares de mercado para os preços de horas de menor procura. No trabalho em causa, De Vany e Walls sustentam que a falta de cointegração constatada nalguns mercados é demonstrativa da existência de restrições de transferência entre algumas partes da *Western Electricity Grid*, apesar do estudo apontar para a presença, de um modo geral, de um eficiente e estável mercado grossista de electricidade.

---

<sup>37</sup> Citado de Callon e Muniesa (2003).

<sup>38</sup> Citado de Asche *et al.* (2000).



Seguindo uma metodologia diferente, De Vany e Walls (1999b) seleccionaram um subconjunto de 5 dos 11 mercados regionais que analisaram anteriormente, utilizando agora modelos vectoriais autorregressivos. Os resultados de análises separadas de decomposição da variância mostraram que em períodos de horas de menor procura (*off-peak*) uma maior proporção de choques era localmente absorvida, sendo que apenas uma pequena fracção deles se propagava a outros mercados interligados. Ao invés, em períodos de ponta (*peak*) já uma proporção superior de choques era propagada dos nós originais até nós de mercados interligados mais distantes.

No que respeita à integração dos mercados europeus de electricidade existe pouco trabalho empírico, excepção feita, por exemplo, ao estudo de Bower (2002) que adoptamos como ponto de partida para a nossa análise.

O trabalho de Bower incidiu sobre preços em quinze locais europeus, no ano de 2001, e os resultados obtidos em oito deles relativos à análise da correlação (*cor*) e à análise da cointegração (*coi*) sintetizam-se no quadro 6.1.

Bower serviu-se das médias diárias dos preços *spot* para aplicar duas técnicas analíticas: análise da matriz de correlação e análise dos valores *ADF* para a cointegração. A principal contribuição do autor consistiu em ter providenciado bases para o desenvolvimento de uma metodologia sistemática e rigorosa para o estudo comparativo de preços dos mercados grossistas na Europa. O seu estudo, referente a 2001, ano em que alguns mercados hoje relevantes ainda não haviam sido constituídos, mostrou que eram observáveis diferenças de preços significativas entre regiões, o que potencia eventuais oportunidades de arbitragem. Bower concluiu que enquanto era elevada a correlação dos preços no seio dos países nórdicos, ela era baixa noutros locais europeus. Já os preços do OMEL se mostraram, usando ambas as técnicas, não correlacionados com os de outros mercados. No que respeita aos demais países, as conclusões não são imediatas, pois a análise evidencia um nível de correlação muito baixo. A análise revela ainda uma cointegração relativa entre a Alemanha, Suécia, Finlândia e Dinamarca e entre o Reino Unido, Holanda, Alemanha e *Nord Pool*.

Outra contribuição do trabalho de Bower consistiu em ilustrar a ineficiência do mecanismo de preços de transmissão. Utilizando uma abordagem de Schweppe *et al.* (1988), ele pôs em evidência diferenças importantes entre os preços teóricos das restrições e os preços cobrados pelos operadores do sistema. Mais uma vez, na *Nord Pool* o sistema adoptado (de leilão implícito) demonstra uma eficiência superior à dos restantes, em que são patentes grandes diferenças de preços entre locais que usam leilões explícitos para a capacidade de interligação.

Finalmente, numa fase posterior do trabalho, Bower analisa o exercício do poder de mercado por empresas produtoras. Apesar de utilizar o índice de Lerner, de reconhecida robustez, a estimação dos custos de produção parece questionável face ao exposto na subsecção 1.2.3. Porém, não aprofundaremos as limitações da identificação do poder de mercado, pois o nosso objectivo é sobretudo aprofundar o desenvolvimento da primeira parte do trabalho deste autor.

A nossa análise passa a incluir o mercado francês, pela sua posição geográfica central, e porque se caracteriza para além de maior actualidade, por alargar o período de estudo, reduzindo o impacto da sazonalidade intrasemanal e *baseload/peakload*.

Quadro 6.1 - Síntese do estudo de Bower

		Noruega (Kristians)	Suécia (Estocolmo)	Dinamarca (Odense)	Nord Pool	UK (I&G)	OMEL	EEX	LPX	APX
Noruega (Kristians)	cor	1								
	coi	-								
Suécia (Estocolmo)	cor	0,96	1							
	coi	-55,04	-							
Dinamarca (Odense)	cor	0,78	0,77	1						
	coi	-27,02	-24,25	-						
Nord Pool	cor	0,99	0,97	0,78	1					
	coi	-159,24	-70,93	-26,53	-					
UK (I&G)	cor	0,18	0,19	0,26	0,18	1				
	coi	-6,54	-7,25	-7,26	-6,78	-				
OMEL	cor	0,29	0,33	0,37	0,29	0,40	1			
	coi	-1,33	-0,10	-2,38	-1,15	-1,10	-			
EEX	cor	0,16	0,20	0,21	0,19	0,28	0,26	1		
	coi	-2,30	-4,15	-4,03	-2,91	-8,76	-9,05	-		
LPX	cor	0,16	0,25	0,25	0,19	0,27	0,34	0,36	1	
	coi	-2,71	-4,78	-4,99	-3,26	-8,72	-8,30	-22,21	-	
APX	cor	0,14	0,18	0,22	0,15	0,26	0,27	0,60	0,29	1
	coi	-2,49	-3,63	-5,78	-2,77	-5,42	-7,20	-14,61	-10,72	-

Fonte: Bower, 2002

## 6.2. Estrutura de mercados e capacidade de interligação

Os quatro mercados analisados possuem características diferentes no que concerne a *mix* de tecnologia produtiva, à dimensão geográfica e demográfica, à disponibilidade de recursos naturais, ao estágio de liberalização no triênio em estudo, à estrutura industrial (número e dimensão de empresas) e ao seu enquadramento regulatório.

Também a capacidade de interligação e as regras de funcionamento dos respectivos mercados grossistas diferem, o que naturalmente se repercute na formação dos preços *spot* e no volume de fluxos de energia trocados entre os países (vejam-se os quadros 6.2 a 6.4 e a figura 6.1).

Quadro 6.2 - Fluxos de energia em GWh

			2002	2003	2004
Espanha	→	França	226	602	760
França	→	Espanha	9 061	6 389	6 034
França	→	Alemanha	18 818	20 227	15 482
Alemanha	→	França	43	152	396
Alemanha	→	Holanda	14 053	15 038	17 357
Holanda	→	Alemanha	1 450	601	558

Fonte: UCTE, 2004

É evidente que a França tem desempenhado um papel determinante na exportação de electricidade para a Alemanha e Espanha, e é relevante o fluxo de electricidade da Alemanha para a Holanda.

Pelo contrário, Espanha e Holanda foram neste período grandes importadores, não obstante forneçam alguma energia para países seus vizinhos.

Na realidade, os actuais níveis de capacidade de interligação permanecem relativamente baixos (quadro 6.3), salientando-se a situação de Espanha para a qual contribui a sua posição geográfica periférica. Este país destaca-se ainda dos restantes por possuir um sistema de mercado obrigatório (*mandatory pool*), que não um regime voluntário, o que implica que o volume transaccionado em bolsa seja praticamente equivalente ao consumo nacional (quadro 6.4).

**Quadro 6.3** - Interligação e estrutura de mercado

	Capacidade produtiva instalada (GW)	Capacidade de importação (GW)		Maior produtor por capacidade	Capacidade dos três maiores produtores	Abertura do mercado
	<i>a</i>	<i>b</i>	<i>b/a</i>			
França	112	14,0	13%	85%	95%	70%
Alemanha	109	12,2	11%	30%	70%	100%
Holanda	28	4,7	17%	25%	80%	100%
Espanha	56	2,2	4%	40%	80%	100%

Fonte: CE, 2005

**Quadro 6.4** - Consumos e volume transaccionados

	Consumo total	Volume transaccionado em bolsa	Volume transaccionado em OTC
França	393	8	–
Alemanha	499	39	342
Holanda	100	15	–
Espanha	201	204	4

(dados de 2003, em TWh)

Fonte: Sites dos respectivos mercados

Na figura 6.1 é possível observar a evolução da produção de electricidade por tipo de energia primária, revelando-se claras as diferenças entre os vários países.

A predominância da energia nuclear em França, do gás na Holanda e do carvão na Alemanha é muito significativa, sendo que em Espanha o carvão e a hidroelectricidade ocupam lugares similares.

Em todos eles se torna patente a presença de energias renováveis, fruto da necessidade de limitar os impactos ambientais e proteger as empresas produtoras dos riscos de preços crescentes também nas energias primárias (especialmente petróleo e gás).

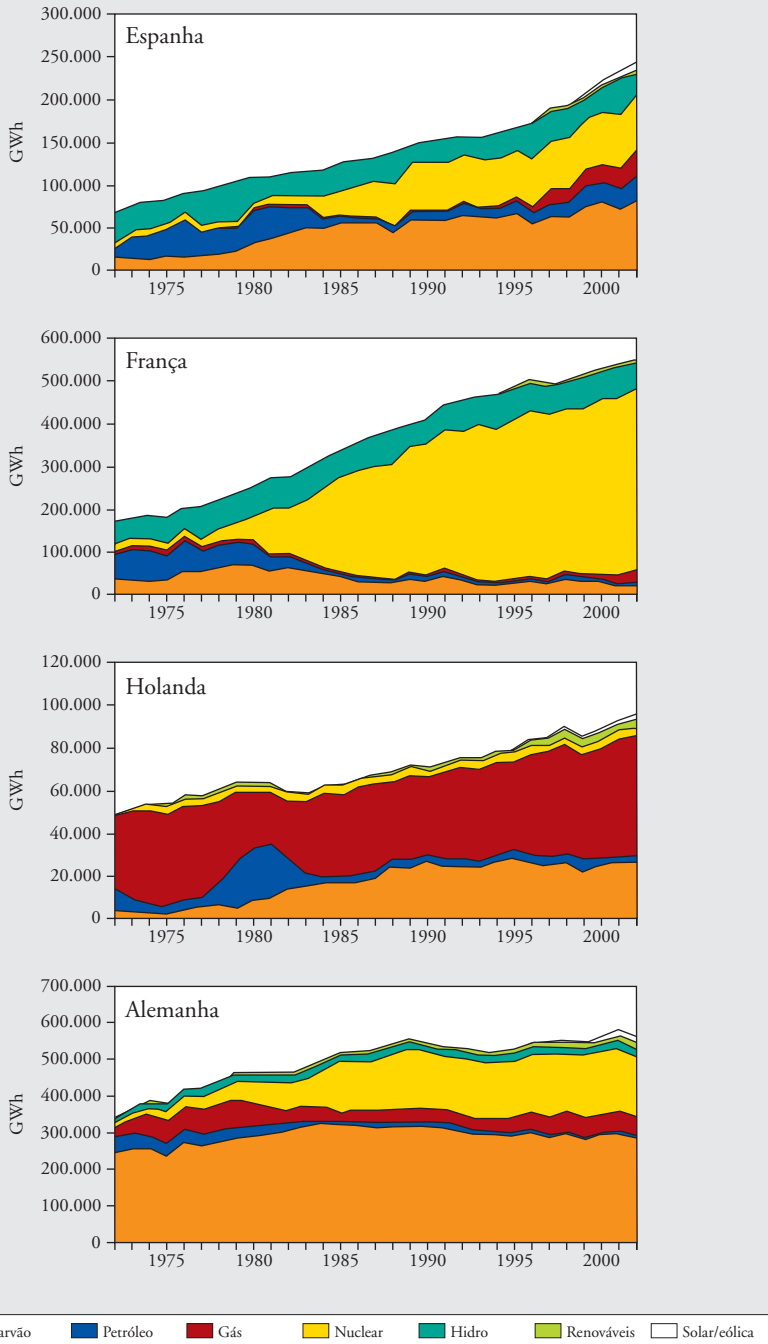


Figura 6.1 – Produção de electricidade por fonte de energia primária (1971 a 2002)

Fonte: IEA, 2003

### 6.3. Descrição da informação

Tal como fizemos no capítulo 5, optámos por estudar preços diários do mercado *spot*, por serem fixados em leilão, ao invés de preços em horas de ponta (*peak*) e preços em horas de menor procura (*baseload*). Os preços diários são unidades base que reflectem o encontro entre a oferta e a procura. Os demais preços, resultado de uma ponderação em determinados intervalos de tempo, são úteis por auxiliarem outro tipo de análise, já que a média diária encobre diferenças interessantes entre a estrutura de preços *peak* e *off-peak*. Seguindo a metodologia de Haldrup e Nielsen (2004), obtivemos 4 séries temporais com 963 observações, obtidas no período compreendido entre 1 de Janeiro de 2002 e 30 de Setembro de 2004 (figura 6.2).

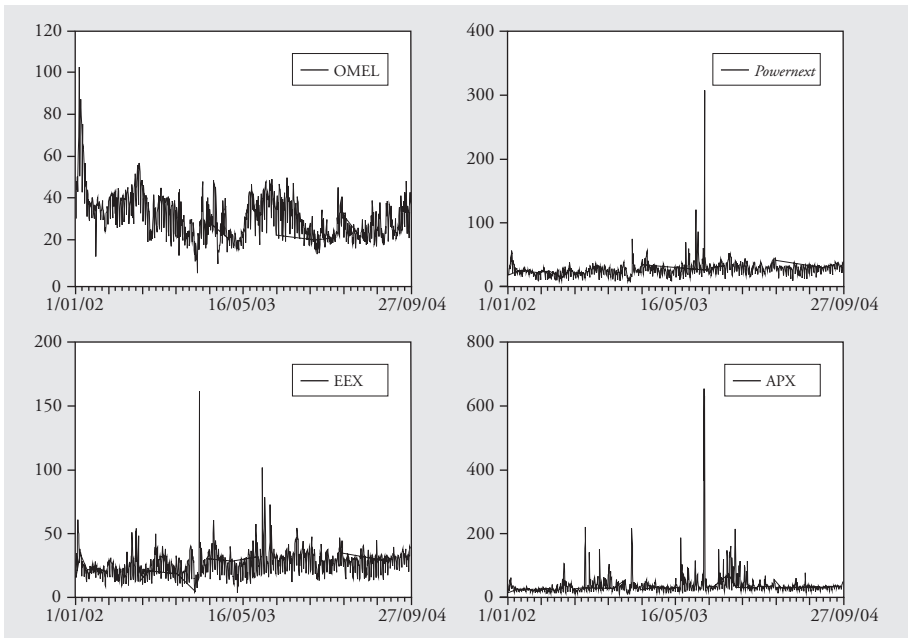


Figura 6.2 – Evolução dos preços *spot* em mercados vizinhos (2002 a 2004)

No quadro 6.5 sintetizam-se as principais estatísticas descritivas das quatro séries temporais.

Aspectos de assimetria, excesso de curtose e não normalidade são confirmados, como já havia sido explorado no capítulo 5.

Utilizando a informação acima, desenvolvemos dois testes fundamentados no pressuposto de que num mercado europeu da electricidade totalmente integrado as diferenças de preços entre países deveriam apenas reflectir congestionamentos de transmissão, já que a arbitragem se incumbiria de garantir um movimento síncrono dos preços: assim, na hipótese de dois mercados estarem integrados, os preços deveriam mover-se em sintonia.

**Quadro 6.5** - Estatísticas descritivas

	OMEL	Powernext	APX	EEX
Média	3,223913	2,584966	3,601793	2,659408
Mediana	3,098458	2,486800	2,908542	2,638500
Máximo	1,037575	3,103730	6,603442	1,634600
Mínimo	5,468333	4,929000	6,750000	3,120000
Desvio-padrão	1,078212	1,311179	3,806556	1,043710
Assimetria	1,347101	1,098302	9,919708	3,095124
Curtose	7,951181	2,261235	1,435816	3,535246
Jarque-Bera	1329167,1	2102820,0	843225,7	45389,20
<i>p-valor</i>	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000

172

Tal contexto implicaria que um choque de oferta ou de procura num local se deveria propagar a outras regiões, uma vez que a electricidade proveniente do estrangeiro pode ser considerada um substituto perfeito da produzida em território nacional (é um produto totalmente homogéneo), sujeito apenas aos limites impostos pelas interligações.

Duas abordagens econométricas para testar o relacionamento entre séries temporais são vulgarmente usadas: a correlação e a regressão/cointegração.

A metodologia usada e os resultados que obtivemos (Silva e Soares, 2005) são expostos seguidamente.

#### 6.4. Análise de correlação

A análise simples (ou linear) de correlação é a metodologia mais generalizada como ponto de partida para medir a interdependência de mercados (Stigler e Sherwin, 1985). Mesmo em mercados totalmente integrados, os preços podem diferir devido aos custos de transporte, de transacção, ou devido a choques temporários de oferta ou procura, dando origem a coeficientes de correlação muito inferiores à unidade.

No que respeita aos mercados de electricidade, as limitações clássicas da análise de correlação são evitadas. Tal análise pode indicar um coeficiente de correlação erroneamente baixo, devido ao facto de uma série temporal de preços reagir a outra com um significativo desfasamento. Sendo a electricidade não-armazenável, este problema não se coloca. Por outro lado, também podem surgir coeficientes elevados no caso das séries de preços estarem sujeitas a uma influência comum. Esta situação ocorre de facto no caso dos mercados de electricidade onde a sazonalidade é um factor importante. Todavia, ao utilizar médias diárias, em vez de preços horários, eliminamos parcialmente o impacto desse factor.

Construída a matriz de correlações (quadro 6.6), é manifesta a ausência de coeficientes de correlação próximos da unidade e constata-se que a grande maioria deles está perto de zero, sugerindo que a variação de preços num local não reflectiu, de modo geral, variações de preço noutra local.

Revela a análise da matriz que apenas as mudanças de preços na *Powernext* estavam (relativamente) correlacionadas com as variações de preços na APX e EEX, como o indicam os valores superiores a 0,6 dos respectivos coeficientes.

A correlação entre preços nos outros pares de bolsas é significativamente inferior, excepto no caso da APX e EEX entre as quais existe uma ligeira correlação.

Estes resultados parecem indiciar que a oferta ou procura diárias e choques na *Powernext* tendem a induzir uma alteração simultânea, e de magnitude similar, nos mercados grossistas de APX e EEX.

**Quadro 6.6** - Matriz de correlações

	APX	EEX	OMEL	<i>Powernext</i>
APX	1.000.000			
EEX	0.430930	1.000.000		
OMEL	0.138056	0.285254	1.000.000	
<i>Powernext</i>	0.623300	0.663906	0.263183	1.000.000

Apesar da centralidade geográfica do mercado francês, o impacto nos preços neste local tende a permanecer aí restrito e não parece ter afectado os preços do igualmente vizinho mercado espanhol (coeficiente de apenas 0,26).

A correlação mais elevada, entre a França e a Alemanha, evidencia que existe arbitragem entre estes dois países, o que é uma consequência natural da sua interligação directa. Note-se, no entanto, que a interligação entre estes países tem sido fundamentalmente utilizada para que a França exporte electricidade (nuclear) para a Alemanha.

### 6.5. Estudo da integração

Um método alternativo à análise simples de correlação, que pode ser usado para testar a integração de mercados de electricidade, baseia-se no conceito de *preços localizados* ou *geográficos* (*locational prices*), desenvolvido por Schweppe *et al.* (1988) e aprofundado por Hogan (1992), foi usado por Bower (2002) na sua análise.

Como anteriormente se referiu, a racionalidade subjacente a este conceito assenta nos clássicos pontos de vista de Cournot (1838) e Stigler (1969), segundo os quais as relações espaciais constituem um importante indicador de integração de mercados.

Se tivéssemos optado por testar a hipótese da integração do mercado usando um dos testes estatísticos para cointegração poderíamos ser capazes de determinar a forma geral da estrutura do preço e estimar os parâmetros no modelo, usando os três ciclos anuais no momento disponíveis. Mas tal procedimento seria imprudente, e por isso nesta altura pareceu melhor limitarmo-nos a analisar empiricamente as diferenças entre preços em pares de bolsas.

Assim separam-se eficazmente factores comuns às bolsas de cada par, sem ter que explicitamente as modelar ou estimar.

A ideia central que preside a este procedimento é a de que em mercados integrados os preços *spot*,  $P_i$ , numa região devem ser iguais aos preços noutra região,  $P_j$ , acrescidos de uma parcela correspondente aos preços de transporte,  $T_{ij}$ :

$$P_i = P_j + T_{ij}$$

Deste modo, se dois mercados estiverem integrados, os preços nas duas regiões deverão diferir apenas devido às restrições das interligações e a arbitragem será um garante para que o movimento dos preços seja síncrono.

Consequência importante traduz-se no facto de que qualquer choque de oferta ou procura numa região se transmite às outras, porque a electricidade oriunda de outro país poder ser considerada um substituto perfeito da electricidade produzida em território nacional.

Obtivemos então três séries temporais correspondentes aos seguintes pares de mercados vizinhos:

- Espanha e França (OMEL-*Powernext*);
- França e Alemanha (*Powernext*-EEX);
- Alemanha e Holanda (EEX-APX).

Na figura 6.3 podemos constatar que as diferenças  $T_{ij}$  apresentam valores próximos de zero, com variabilidade decrescente ao longo do tempo.

Tendo constatado que as diferenças de preços são decrescentes, para avaliar o comportamento da sua variabilidade, procedeu-se também ao cômputo do desvio-padrão, como medida simples e imediata da dispersão (figura 6.4).

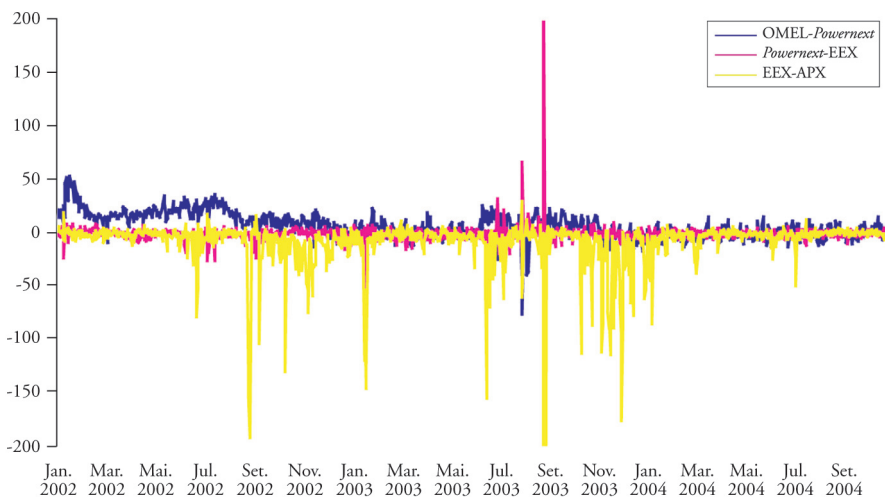


Figura 6.3 – Diferenças entre preços *spot* de países vizinhos



Estes resultados mostram que as diferenças de preços entre os pares de bolsas no período em estudo se foram esbatendo, o que sugere que os preços *spot* dos respectivos mercados poderão estar a convergir.

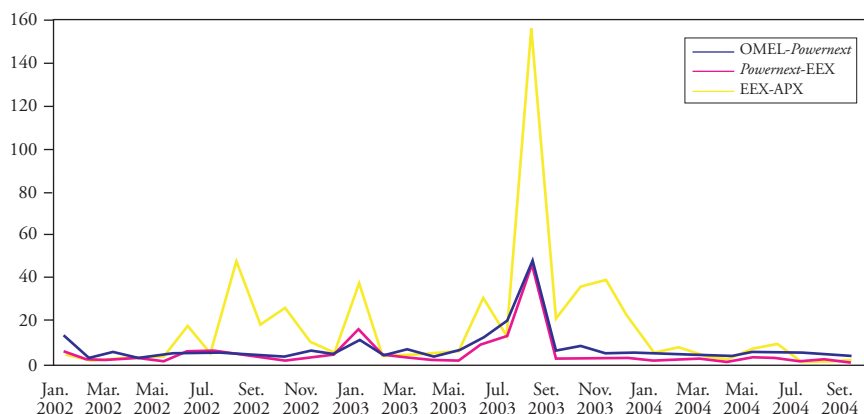


Figura 6.4 – Desvio-padrão das diferenças de preços

De um modo geral, foi sentida maior volatilidade no ano de 2003, se comparada com a de 2002, e uma tendência decrescente com o aproximar do final de 2004. O Verão de 2003 apresentou condições atmosféricas algo anormais para os padrões usuais nestes países (temperaturas muito acima da média) e ocorreram incêndios fora do comum, que chegaram a culminar em rupturas de fornecimento de energia (apagões) nalguns países em 11 de Agosto de 2003.

Um método muito utilizado em economia aplicada para avaliar a convergência de preços entre mercados consiste no uso de técnicas de cointegração. Para sua aplicação é necessário verificar se as séries temporais apresentam propriedades específicas: por exemplo, é bem conhecido que grande parte de séries temporais financeiras não é estacionária (em covariância).

Desde o trabalho de Engle e Granger (1987) que a cointegração passou a ser considerada valiosa ferramenta de trabalho para investigar tendências partilhadas em séries temporais multivariadas e não estacionárias, providenciando um interessante conjunto de procedimentos para modelizar dinâmicas de longo e curto prazo.

O primeiro passo para averiguar tendências estocásticas comuns consiste em testar tendências estocásticas (raízes unitárias) na representação autorregressiva de cada série individual e, assim, determinar o respectivo grau de integração, tendo em conta que uma série sem componente determinista e com uma representação *ARMA* invertível e estacionária após ser diferenciada  $d$  vezes é integrada de ordem  $d$ . Para analisar o grau de integração, dois testes de raízes unitárias são frequentemente utilizados: o *ADF* e o teste Phillips-Perron (*PP*).

Ao contrário de Bower (2002), que pressupôs as séries temporais dos preços da electricidade não estacionárias, aplicámos estes dois testes às séries em análise, apresentando-se os resultados obtidos no quadro 6.7.

Quadro 6.7 - Testes *ADF* e de Phillips-Perron

	OMEL	Powernext	APX	EEX
<i>ADF</i>	-5.401840	-10.54086	-10.51255	-10.56055
<i>PP</i>	-9.760217	-22.58531	-17.63940	-18.18305

1% Valor crítico\* -3.4396

5% Valor crítico\* -2.8648

10% Valor crítico\* -2.5685

\* Valores críticos de MacKinnon para a rejeição da hipótese de raiz unitária

De acordo com ambos os testes, a hipótese de estacionariedade não pode ser rejeitada para nenhuma das séries. Assim, apesar de bastante apelativa, a cointegração não parece o método adequado para utilizar na análise, pois com tal abordagem concluir-se-ia pela cointegração dos preços.

Seleccionámos, por conseguinte, a regressão pelo método dos mínimos quadrados (*MMQ*), uma vez que se espera que a relação entre preços seja instantânea, não contendo desfasamentos, o que resulta, uma vez mais, do cariz não-armazenável da electricidade.

Os modelos de regressão são vulgarmente usados como uma forma quantitativa de determinar tendências e relações entre preços, e uma recta de tendência de regressão linear utiliza o método dos mínimos quadrados para obter uma recta ao longo dos preços que minimize as distâncias entre eles. Tal estimação apenas tem aplicabilidade se a informação for assente em séries temporais estacionárias. Se, pelo contrário, estivermos em presença de processos não estacionários, a regressão *MMQ* pode originar regressões espúrias, sem interpretação económica (tais regressões incluem frequentemente autocorrelação, como podem indiciar valores baixos da estatística Durbin-Watson<sup>39</sup>).

Os resultados desta análise de regressão, medindo a força da associação entre as variáveis dependente *X* e independente *Y*, segundo a recta de equação

$$Y = bX + c .$$

são apresentados no quadro 6.8, ordenados decrescentemente segundo o coeficiente de significância  $R^2$ .

Apenas França e Alemanha parecem estar relativamente integradas, com coeficiente de significância  $R^2 = 0,448$ , valor superior ao dos demais casos.

Além disso, também o correspondente declive da regressão (dado por *b*) é relativamente próximo da unidade (0,841), o que indicia um elevado nível de arbitragem entre os dois mercados (vejam-se os diagramas de dispersão na figura 6.5).

No que respeita aos demais mercados, esta análise de regressão demonstra que variações de preços em diversos locais não produzem efeitos nos preços verificados em locais vizinhos. Mais especificamente, o caso espanhol (e por conseguinte o futuro MIBEL) surge como o mais fracamente integrado dos mercados estudados, conclusão que já se poderia antecipar dada a periférica posição geográfica da Espanha e a sua limitada capacidade de interligação.

<sup>39</sup> A estatística Durbin-Watson, *DW*, mede a existência de correlação na série dos resíduos da estimação,  $\varepsilon_t$ , e é determinada por  $DW = \sum_{t=2}^T (\varepsilon_t - \varepsilon_{t-1})^2 / \sum_{t=1}^T \varepsilon_t^2$ .

Quadro 6.8 - Resultado da estimação *MMQ*

Variável dependente $Y$	Variável independente $X$	Constante $c$	Coefficiente $b$	$R^2$	$DW$
<i>Powernext</i>	EEX	3.480854	0.841120	0.448283	1.928203
APX	EEX	-5.138831	1.547591	0.180056	1.547591
OMEL	<i>Powernext</i>	26.65587	0.215990	0.068989	0.415171

Confirmando os resultados da análise de correlação efectuada, a estimação pelo *MMQ* indica muito fraco relacionamento entre estes quatro mercados da Europa Continental, o que nos faz prever a continuação de dificuldades na construção do Mercado Único de Electricidade. Todavia, é de salientar a existência de uma convergência crescente entre os preços *spot* destes quatro mercados grossistas durante o período em análise, o que pode indiciar o nascimento de alguma integração local, e não podemos negligenciar o facto de diferentes preços locais certamente reflectirem custos marginais de produção resultantes das diferentes estruturas industriais e das regras de funcionamento dos mercados diários e do desenho do mercado.

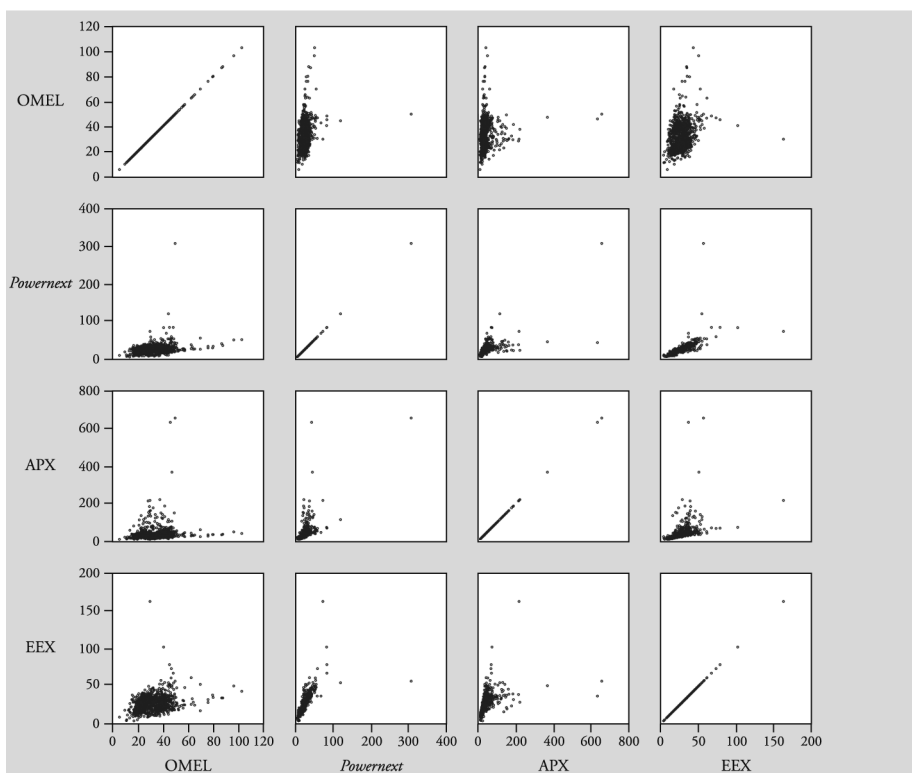


Figura 6.5 – Diagramas de dispersão

Resumindo, procedemos a uma abordagem exploratória a fim de analisar diferenças entre preços *spot* de mercados grossistas de mercados vizinhos europeus (OMEL *versus* Powernext, Powernext *versus* EEX, EEX *versus* APX,) ao longo do período de três anos (de Janeiro de 2002 a Setembro de 2004).

Sendo nosso objectivo determinar se esses preços estavam, ou não, em processo de convergência, concluímos que durante 2004 a diferença média entre pares de bolsas esteve mais próxima de zero do que nos dois anos precedentes. Aliás, antecipávamos que os preços entre França e Alemanha (e, de igual modo, entre Alemanha e Holanda) estivessem em processo de convergência, o que se veio a confirmar, mas fomos surpreendidos com a verificação de que também a diferença entre os preços espanhóis e franceses diminuiu.

Subsiste a questão de determinar que mecanismo tem impulsionado a diminuição das diferenças de preços. Se a transmissão transfronteiriça fosse ilimitada e os custos de transmissão transparentes, as forças de mercado seriam suficientes para fazer os preços convergir. Porém, vários factores tornam este quadro mais complexo: exceptuado o caso da fronteira Alemanha - Holanda, em que a capacidade não é leiloadada, nas demais situações existem regras complicadas de afectação da capacidade, o que acaba por dar primazia aos contratos de longo prazo. Mesmo no caso da fronteira entre a Alemanha e a Holanda, as licitações referentes à capacidade terminam mais cedo do que as licitações da electricidade, o que significa que os potenciais compradores têm de fazer ofertas antes de saberem se será vantajoso vender energia da Alemanha para a Holanda.

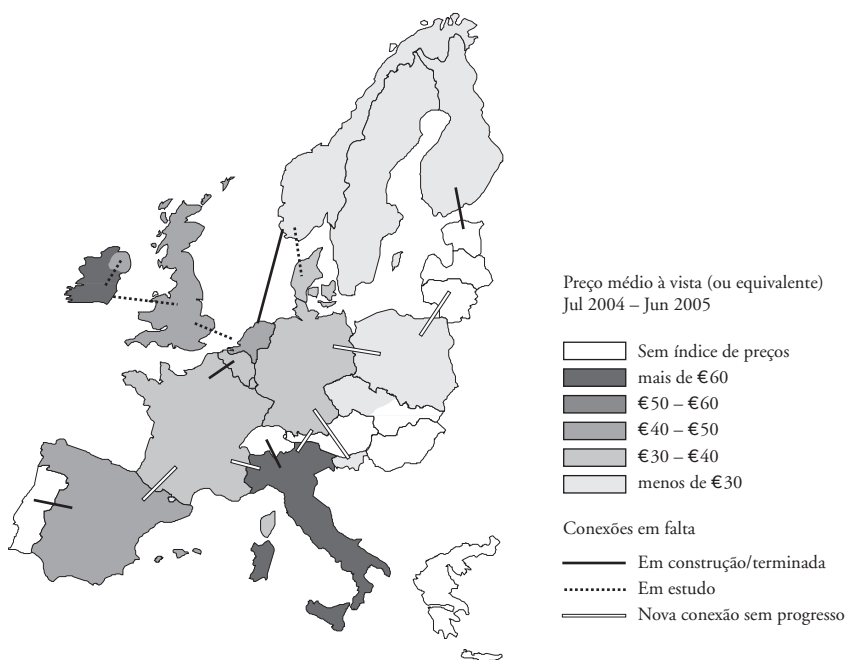


Figura 6.6 – Pontos de congestionamento na infra-estrutura de electricidade

Fonte: CE (2005)

Todas estas questões ganham maior dimensão por a electricidade não ser armazenável de modo economicamente eficiente, facto frequentemente referido ao longo do texto.

Enfim, convém frisar que o objectivo da abertura do mercado não consiste em fazer uma mera justaposição de 25 mercados nacionais, mas sim em desenvolver um verdadeiro Mercado Único de Electricidade. Trata-se de uma tarefa que envolve desafios, pois a integração de todos os mercados nacionais não acontecerá de um dia para o outro. O grau de integração continua insuficiente, conclusão suscitada por dois indicadores principais: de um lado, as significativas diferenças de preços prevalentes no Mercado Interno; de outro, o baixo nível de comércio transfronteiriço.

Quando o comércio é fácil num mercado integrado, a concorrência daí resultante à escala da UE mantém os preços muito próximos nos diversos países ou, pelo menos, entre Estados-Membros ou regiões adjacentes, o que não é ainda o caso da electricidade.

A falta de integração dos mercados nacionais deve-se em grande medida ao facto de a capacidade de interconexão disponível entre muitos Estados-Membros ser ainda largamente insuficiente, pelo que é frequente o congestionamento em muitas fronteiras dentro da UE. Convém recordar que já em 2002 o Conselho Europeu, reunido em Barcelona, apontou como objectivo que todos os Estados-Membros viessem a dispor de uma capacidade de interconexão equivalente a pelo menos 10% do seu consumo nacional, objectivo ainda não atingido. A figura 6.6 ilustra a correlação entre a falta de interconexões de electricidade e as diferenças de preços no Mercado Interno.

Além dos elevados níveis de concentração nos mercados nacionais, constata-se um número crescente de aquisições transfronteiriças. Em certos mercados de electricidade parece igualmente manifestar-se a tendência para uma crescente integração vertical entre as actividades de produção e de aprovisionamento, o que poderá conduzir a uma redução da liquidez nos mercados grossistas em causa, agravando os riscos associados à concentração.

Acrescente-se que tem havido tentativas de concentração por parte das companhias históricas de gás e de electricidade que podem dissuadir os concorrentes de construir novas centrais alimentadas a gás. No âmbito de um inquérito ao sector, lançado em Junho de 2005, a Comissão Europeia começou a investigar com maior detalhe a concentração e a consolidação das empresas.

Dada a conjuntura, consideramos que os Estados-Membros devem intensificar a vigilância sobre os mercados de electricidade complexos que exibem elevados riscos de manipulação devido à concentração. Torna-se necessário pôr em vigor regras adequadas sobre transparência, impondo a revelação de dados indispensáveis, como a capacidade de produção disponível, não sendo mais aceitável a situação em que apenas os operadores históricos continuam a dispor das informações necessárias para a realização de eficazes operações comerciais.

(Página deixada propositadamente em branco)

## CONSIDERAÇÕES FINAIS

As instituições do sector da energia, como as de muitas outras indústrias organizadas sob a forma de infra-estruturas de rede, encontram-se em permanente mutação. Indústrias tradicionalmente consideradas monopólios naturais, sob o domínio de empresas estatais em grande número de países, estão a ser alvo de profundas reestruturações. Em muitas delas, as mudanças envolvem segmentação vertical ou horizontal do mercado, privatizações, estabelecimento de órgãos reguladores, bem como a introdução de pressões concorrenciais onde tal se afigure viável.

Em particular, a formação de mercados competitivos de electricidade levanta problemas económicos complexos e suscita delicadas questões de políticas públicas para os quais se não vislumbram soluções fáceis e imediatas. Aliás, o estudo comparado de diversas experiências internacionais evidencia a dificuldade do processo.

Neste contexto, o presente trabalho pretende-se uma tentativa de carrear algum contributo para a detecção destas questões e para a eventual determinação de correspondentes soluções, nomeadamente analisando o papel dos mercados *spot* no âmbito da criação de um Mercado Interno de Electricidade, com enfoque numa perspectiva ibérica, que até aqui não víramos objecto de estudos significativos. Para tanto, recorreremos à conjugação da teoria económica (mais especificamente, da organização industrial), de estudos disponíveis sobre mercados de electricidade e de resultados da teoria financeira.

Como elemento base da nossa abordagem empírica elegemos o estudo do preço *spot*, uma vez que este enforma a principal componente dos *cash flows* que sustentam a tomada de decisão de investimentos em projectos produtivos de electricidade.

Nos capítulos iniciais do livro procurámos enquadrar o estado actual do desenvolvimento do processo de reestruturação da indústria da electricidade, para o que analisámos diversas abordagens fornecidas pela literatura.

A efectiva separação (desagregação) da exploração das redes em relação às partes concorrenciais da actividade é essencial para garantir a exploração independente e o livre ingresso a cada participante no mercado. Tendo a liberalização dos mercados de electricidade nos Estados-Membros da União Europeia partido de situações monopolistas ou oligopolistas, permanece ainda muito elevado o grau de concentração em tais mercados, pouco mais de uma década passada após a entrada em vigor da primeira directiva do Mercado Interno de Electricidade.

Constatámos que a emergência de mercados organizados, sejam eles mercados *spot*, *pools* ou *power exchanges*, se revela uma característica dominante no desenho do actual mercado europeu de electricidade, apesar de tal não estar previsto na directiva inicial sobre a electricidade.

Paradoxalmente, o desenho do mercado europeu acaba por ser deixado em larga medida ao arbítrio de cada entidade nacional (ou regional, caso da Península Ibérica). A análise da literatura revelou que o trabalho empírico disponível não abunda e que aquele que se encontra foca sobretudo realidades nacionais, de que casos relevantes são os que respeitam aos países nórdicos, Reino Unido e EUA.

Aqui procurámos inovar, proporcionando uma análise comparada entre alguns países europeus, com especial enfoque na realidade ibérica.

Nos primeiros capítulos mostrámos como os modelos de liberalização se inspiram, de algum modo, no sucesso alcançado com a introdução da concorrência nos mercados grossistas do Reino Unido e da Noruega, e evidenciamos a expressiva diversificação de preços da electricidade que se manifesta no conjunto dos países europeus, facto que redundava em acrescidas dificuldades de competitividade industrial, em prejuízo daqueles onde ela é mais cara, como é o caso português.

A nível nacional, e mesmo ibérico, ao qual dedicámos grande parte dos capítulos 2 e 3, os actuais graus de concentração na produção são excessivos e incompatíveis com o funcionamento concorrencial de um mercado de electricidade. Situações análogas podem também ser observadas noutras regiões da União Europeia, pelo que urge adoptar medidas estruturais que permitam acelerar a integração europeia dos mercados nacionais e regionais de electricidade, nomeadamente através da construção de novas interligações e da eficiente utilização das já existentes.

O crescimento das empresas europeias de energia não é incompatível com a redução da sua quota de mercado na origem, pelo que se impõe a adopção urgente de soluções destinadas a atenuar posições dominantes.

O excessivo poder de mercado de determinadas empresas nalgumas regiões da União Europeia surge como um dos principais obstáculos à concretização de um eficiente Mercado Interno de Energia. No entanto, outros factores que afectam o funcionamento de tal Mercado não podem ser ignorados, nomeadamente:

- atrasos e deficiências na transposição das directivas do Mercado Interno de Energia em vários Estados-Membros;
- separação insuficiente entre actividades reguladas (redes de transporte e distribuição) e actividades não reguladas a todos os níveis, mas sobretudo ao dos operadores de redes de distribuição, dificultando o acesso não discriminatório às infra-estruturas reguladas;
- existência de tarifas reguladas de venda a clientes finais, nalguns casos incluindo subsídios cruzados que distorcem a concorrência, não incentivando os consumidores a procurar fornecedores eficientes;
- carência de harmonização das políticas energéticas dos Estados-Membros, sobretudo em termos de fiscalidade, emissões e energias renováveis.



No capítulo 4 fizemos uma reflexão sobre os desafios que a constituição do Mercado Interno Europeu coloca ao investidor em produção de energia eléctrica. A questão da união, ou fragmentação, do mercado não tem decorrido segundo o ritmo inicialmente previsto, estando-se num estágio de aparecimento de blocos regionais. Também aspectos como a segurança do abastecimento, o poder de mercado, a melhoria das interligações, a simultânea liberalização do gás, as reformulações do quadro regulatório e das directivas comunitárias e a emergência de novas formas de mercado são condicionantes significativos na escolha do investimento produtivo. A organização industrial resultante caracteriza-se por um conjunto de novos riscos e incertezas que limitam a adaptação estratégica das empresas. Dentre eles elegemos o preço *spot* dos mercados diários de energia eléctrica para alvo de dois estudos empíricos.

Assim, nos capítulos 5 e 6 analisámos a dinâmica do preço *spot* da electricidade em vários mercados europeus em processo de reestruturação e as correspondentes inter-relações.

No capítulo 5, o objectivo principal foi contribuir, com recurso a conveniente modelização, para a revelação de características comuns aos mercados. Comprovámos que os modelos de variância condicional heteroscedástica são interessantes e adequados para analisar o comportamento da volatilidade ao longo do tempo e possuem propriedades que procuram explicar alguns factos estilizados de variáveis económicas e financeiras: a distribuição não condicional dos retornos possui caudas pesadas em relação à distribuição normal (é leptocúrtica), apresenta excesso de curtose e variâncias condicionais instantâneas que mudam em cada período de tempo. Ter descortinado estas características para o caso dos retornos de um activo como a electricidade assevera-se importante, não apenas para uma melhor formulação teórica de modelos que descrevam o comportamento dessas séries, mas também para a avaliação dos riscos de investimento.

Elevada volatilidade, sazonalidade e comportamento de reversão à média puderam ser comprovados empiricamente, com o auxílio de ferramentas matemáticas, mormente o ajustamento de modelos *GARCH* às séries temporais de preços *spot*.

Após a descoberta de algumas peculiaridades comuns, pusemos em destaque, no capítulo 6, especificidades de cada mercado, como a dimensão, a concentração dos principais produtores ou as tecnologias de produção, entre outros, para constatar que não obstante tenhamos evidenciado fortes similitudes no comportamento dos preços no que respeita à volatilidade, persistem diferenças em mercados geograficamente distintos, que condicionam as políticas de investimento em produção de energia eléctrica. Embora o objectivo principal das directivas comunitárias seja perseguir o desenvolvimento de um mercado grossista em situação de liquidez, as trocas de energia ainda não a apresentam de modo suficiente na maior parte dos Estados-Membros. Além disso, subsiste ainda na maior parte dos mercados grossistas insuficiente transparência sobre os mecanismos de formação dos preços.

A interligação entre os países fornece naturalmente um significativo potencial de aumento dos níveis de concorrência. No entanto, a evolução da situação tem variado bastante, sendo que alguns grupos de Estados-Membros, como os países nórdicos,

os da Península Ibérica e os da ilha da Irlanda têm demonstrado não ser impossível realizar determinados projectos, desde que haja empenhamento político.

Entretanto, as empresas de energia europeias têm vindo a crescer, sobretudo via aquisições e fusões. A europeização das empresas vem sendo mais rápida que a necessária europeização dos mercados, o que coloca problemas delicados, sobretudo em termos de aplicação do direito da concorrência. Situações aceitáveis, se consideradas à escala europeia, podem tornar-se um obstáculo ao desenvolvimento de mercados concorrenciais, se consideradas à escala nacional ou regional.

Vimos que as reformas tentam corrigir falhas patentemente nos esquemas tradicionais, fruto, em grande parte, de pressões motivadas por significativas mudanças tecnológicas. Por outro lado, as reformas têm sido muitas vezes apresentadas à opinião pública com justificações em nome de ideologias anti-Estado e pró-mercado, o que avoluma questões sociais importantes e dificulta uma discussão racional. Como pudemos constatar, diversos e fundamentais problemas que motivaram a regulação estatal de actividades económicas continuam persistindo. Além disso, a emergência das questões ambientais e a urgência da resolução de novos problemas de controlo da qualidade, dado o seu carácter de externalidades, constituem pretexto e fundamento para mais amplos esforços regulatórios.

A análise efectuada explicitou que podem ser diversas as formas de organização da indústria da electricidade e evidenciou que a interacção entre as regras de mercado criadas e a estrutura de mercado vigente na indústria determinam o modo como podem ser formados os preços em tal tipo de mercados (o que, de algum modo, vai de encontro ao estudo conceptual realizado por Wolak em 2001).

De acordo com a nossa análise, o êxito do processo de desregulação e o alcance do objectivo de incrementar a eficiência dependem essencialmente de seis factores:

- número de intervenientes no mercado grossista;
- regras de licitação dos preços;
- constituição da procura;
- redes de transporte e distribuição;
- tecnologias de produção vigentes;
- regime de propriedade das empresas intervenientes.

O número de intervenientes no mercado concorrencial destaca-se de forma nítida como um primeiro factor com influência no êxito do processo de reestruturação. Assim, nalguns países, como os nórdicos, o número de participantes no mercado revelou-se um dado crucial para a obtenção do aumento da eficiência, fruto desejado da desregulação. Todavia, outros países, como a Inglaterra e Gales, confiaram sobretudo no desempenho do próprio mercado, ainda que nele participasse um pouco expressivo número de empresas activas.

Num sistema de oferta de electricidade dominado por poucas, mas grandes, empresas estas podem manipular a formação do preço marginal via o comportamento na licitação de preços que apresentam. Removendo parte da capacidade instalada (um

produtor pode, por exemplo, alegar necessidade de encerramento temporário por questões de manutenção), vai aumentar-se a remuneração propiciada pela capacidade remanescente, que permanece disponível no mercado, como já salientava Newbery em 1995. Com esta atitude, os produtores podem por conseguinte maximizar os lucros, conservando a capacidade global disponível da indústria a um nível inferior ao eficiente. Já em mercados com muitos participantes activos esta manipulação dos preços se torna naturalmente dificultada, uma vez que a pequena dimensão dos agentes implica para cada um deles reduzido impacto no cômputo geral da capacidade disponível da indústria.

O processo de estimação da função da procura desempenha, também ele, importante papel no funcionamento do mercado. Em Inglaterra e Gales a procura é estimada pelo Operador do Sistema e não através dos pedidos reais dos compradores de electricidade, como no caso nórdico. Se os produtores estimarem a previsão da procura para todos os períodos de carga antes de submeterem os pedidos de preços e a capacidade produtiva disponível, como acontecia em determinada época em Inglaterra e Gales, esta regra de mercado vai claramente melhorar a sua possibilidade de exercerem poder de mercado. Aliás, foi devido a estes problemas que o Governo britânico substituiu a *pool* por uma série de contratos bilaterais. Todavia, segundo Green (1999), acabar com a *pool* não iria resolver o problema do abuso de poder de mercado. Argumentava este que, ao invés, vender capacidade instalada tornaria o mercado de electricidade mais competitivo, constituindo uma alternativa mais eficiente para solucionar a questão. Também Bower e Bunn (2000) defendiam que o mercado bilateral proposto conduziria sobretudo a preços mais elevados do que os do sistema da *pool*, conclusões convergentes com as de Wofram (1998).

O quarto aspecto que pode distorcer significativamente a desejada competitividade do mercado diz respeito à gestão das redes de transporte. Caso a capacidade de transporte da rede não seja suficientemente elevada, as linhas de transmissão (de alta ou de baixa voltagem) facilmente se congestionam, tornando-se uma barreira à livre concorrência (Joskow e Tirole, 2000). Isto parece favorecer o poder de mercado local, no caso de concorrência inter-regional. Partilhamos da visão de Borenstein e Bushnell (1999) que defendem que uma boa forma de melhorar as condições de competitividade pode assentar no aumento da contestabilidade dos mercados separados, através do crescimento da infra-estrutura de transporte.

Sobre o preço de mercado influi também a diversidade das tecnologias produtivas existentes. É interessante verificar que os preços em mercados onde predomina a tecnologia de fuel fóssil, caso da Inglaterra e Gales, são mais elevados e também mais voláteis do que nos de mercados dominados por capacidade hidroeléctrica ou nuclear, casos nórdico e francês. Parece ser mais difícil abusar do poder de mercado quando a produção assenta em tecnologias *must-run*.

A estrutura da propriedade manifesta influência no desempenho do mercado, uma vez que os objectivos das empresas privadas diferem em geral dos das empresas detidas pelos poderes públicos. As empresas privadas visam maximizar a riqueza dos seus accionistas, enquanto as públicas devem ter em vista objectivos de cariz mais social.

Em suma, agregaram-se observações e estudos empíricos, comparações internacionais e literatura teórica, tendo em vista contribuir com novos resultados para desenvolver e aprofundar o conhecimento e a investigação no domínio da economia da energia eléctrica. A reestruturação vigente na indústria da electricidade tornou possível, e necessário, o tipo de aplicações que realizámos. Para definir o investimento em produção de energia eléctrica adaptámos as ferramentas analíticas até agora usadas e incorporámos modelos que descrevem a volatilidade que surge nestes novos mercados.

Subsistem naturalmente muitas questões teóricas e práticas por resolver, que fornecem pistas para investigação futura. No caso ibérico ainda não está em funcionamento o mercado a prazo, mas será certamente pertinente aprofundar modelos de valorização de produtos derivados para cobertura do risco (caso de opções, *forwards* ou futuros) que incorporem um tratamento rigoroso da volatilidade como o que aqui sugerimos, bem como avaliar o impacto destes produtos nos preços do mercado diário.

Do estudo do processo de transformação do sector eléctrico podem-se tirar ilações para outros sectores de actividade económica estruturados sob forma de rede, tais como os sectores da água ou transportes. Observe-se que as características técnicas de cada sistema têm de ser levadas em conta no desenho do mercado, a fim de minimizar a probabilidade do eventual surgimento de inconsistências entre resultados do mercado, possibilidades técnicas (que podem levar a ineficiências operacionais e de investimento) e oportunidades para manipulação estratégica.

## BIBLIOGRAFIA

- Araújo, J.L. (2001), «Regulação de monopólios e mercados: questões básicas», *mimeo*, IE/UFRJ, Rio de Janeiro.
- Armstrong, M., Cowan, S., Vickers, J. (1994), «Regulatory reform: economic analysis and British experience», *The Massachusetts Institute of Technology, MIT Press Series on the Regulation of Economic Activity* **20**, MIT Press, Cambridge, Massachusetts.
- Arocena, P. (2003), «The Reform of the Utilities Sector in Spain», in Ugaz, C., Waddams, C., (eds.), *Utility Privatization and Regulation: A Fair Deal for Consumers?*, Edward Elgar, Cheltenham.
- Arocena, P., Kuhn, K-U., Régibeau, P. (1999), «Regulatory Reform in the Spanish Electricity Industry: A Missed Opportunity for Competition», *Energy Policy* **27**, 387-399.
- Artis, J., Taylor, M. (1988), «Exchange Rates, Interest Rates, Capital Controls and the EMS: Assessing the Track Record», in Giavazzi, F., Micossi, S., Miller, M., (eds.), *The European Monetary System*, Cambridge University Press, Cambridge.
- Asche, F., Osmundsen, P., Tveteras, R. (2000), «European Market Integration for Gas? Volume Flexibility and Political Risk», *SNF-Report* n.º. **30/2000**, Bergen.
- Asche, F., Osmundsen, P., Tveteras, R. (2001), «Market Integration for Natural Gas in Europe», *International Journal of Global Energy* **16**(4), 300-312.
- Averch, H., Johnson, L. (1962), «Behavior of the firm under regulatory constraints», *American Economic Review* **52**(5), 1052-1069.
- Bailey, E. (1999), «A regulatory framework for the 21<sup>st</sup> century», *Eastern Economic Journal* **25**(3), 253-263.
- Banks, F. (2000), *Energy Economics: a Modern Introduction*, Kluwer Academic Publishers, The Netherlands.
- Baumol, W. (1982), «Contestable Markets: An Uprising in the Theory of Industrial Structure», *American Economic Review* **72**(1), 1-15.
- Baumol, W., Panzar J., Willig, R. (1982), *Contestable Markets and the Theory of Industry Structure*, Harcourt Brace Jovanovich, The AEI Press, New York.
- Baumol, W., Sidak, J. (1995), *Transmission Pricing and Stranded Costs in The Electric Power Industry*, The AEI Press, New York.
- Beesley, M., Littlechild, S. (1989), «The regulation of privatized monopolies in the UK», *Rand Journal of Economics* **20**, 454-472.
- Bergman, L. (2003), «The Nordic Electricity market – continued success or emerging problems?», *Swedish Economic Policy Review* **9**(2), 51-58.
- Bergman, L., Brunekreeft, G., Doyle, C., Newbery, D., Pollit, M., Régibeau, P., Von der Fehr, N-H. (1999), *A European Market for Electricity? Monitoring European Deregulation 2*, CEPR, London.
- Bhanot, K. (2000), «Behavior of Power Prices: Implications for the Valuation and hedging of financial contracts», *The Journal of Risk* **2**(3), 43-62.
- Black, F. (1976), «The pricing of commodity contracts», *Journal of Financial Economics* **3**, 167-179.
- Bollerslev, T. (1986), «Generalized Autoregressive Conditional Heteroskedasticity», *Journal of Econometrics* **31**, 307-327.
- Bollerslev, T. (1987), «A Conditionally Heteroskedastic Time Series Model for Speculative Prices and Rates of Return», *Review of Economics and Statistics* **69**, 542-547.
- Bollerslev, T., Chou, R., Kroner, K. (1992), «ARCH Modelling in Finance», *Journal of Econometrics* **52**, 5-59.

- Borenstein, S., Bushnell, J. (1999), «An Empirical analysis of the potential for market power in California's Electricity Industry», *Journal of Industrial Economics* 47(3).
- Borenstein, S., Bushnell, J., Knittel, C., Wolfram, C. (2001), «Trading Inefficiencies in California' Electricity Markets», *NBER Working Paper* WP8620, Cambridge, Massachusetts.
- Borenstein, S., Bushnell, J., Stoff, S. (2000), «The Competitive Effects of Transmission Capacity», in a Deregulated Electricity Industry, *RAND Journal of Economics* 3(2), 249-325.
- Bös, D. (2003), «Regulation: Theory and Concepts», in Parker, D., Saal, D., (eds.), *International Handbook on Privatization*, Cheltenham, 477-495.
- Bouchaud, J., Potters, M. (1997), *Theory of Financial Risk*, Aléa-Saclay, Eyrolles, Paris.
- Bower, J. (2002), «Seeking the Single European Electricity Market: Evidence from an Empirical Analysis of Wholesale Market Prices», *Working Paper* EL 01, Oxford Institute of Energy Studies, UK.
- Bower, J., Bunn, D. (2000), «A model-based comparison of pool and bilateral market mechanisms for electricity trading», *Energy Journal* 21, 1-29.
- Box, G., Cox, D. (1964), «An analysis of transformation», *J. Roy. Statist. Soc. Ser. A* 26, 211-252.
- Box, G., Jenkins, G. (1970), *Time Series Analysis: Forecasting and Control*. Holden-Day, London.
- Box, G., Pierce, D. (1970), «Distribution of residual correlations in autoregressive-integrated moving average time series models», *Journal of the American Statistical Association* 65, 1509-1526.
- Bunn, D. (1999), *Strategic Price Risk on Wholesale Power Markets*, Risk Books.
- Bunn, D. (2004) «Structural and Behavioural Foundations of Competitive Electricity Prices» in Bunn, D. (ed.), *Modelling prices in competitive electricity markets*, Wiley Finance, John Wiley & Sons, 1-17.
- Callon, M., Muniesa, F. (2003), «Les marchés économiques comme dispositifs collectifs de calcul», *Réseaux* 21(122), 189-233.
- Campos, J., Vega, G. (2003), «Concentration measurement under cross-ownership. The case of the Spanish electricity sector», *Journal of Industry, Competition and Trade* 3(4), 313-335.
- Clewlow, L., Strickland, C. (2000), *Energy derivatives: Pricing and Risk Management*, Lacima Publications, London.
- CNE (1999), *Memoria 1999*, Madrid.
- CNSE (1999a), *Informe en relación con hechos acontecidos en la gestión de las interconexiones internacionales y sus implicaciones en el funcionamiento del mercado*, Ref.: P 003/99, Madrid.
- CNSE (1999b), *Informe en relación con hechos acontecidos el 10/10/99 en la gestión de las interconexiones internacionales y sus implicaciones en el funcionamiento del mercado*, Ref.: P 008/99, Madrid.
- CNSE (2000), *El funcionamiento del mercado eléctrico en el año 1998*, Madrid.
- Comissão Europeia (1997), Directive 96/92EC of the European Parliament and of the Council Concerning the Common Rules for the Internal Electricity Market., *Official Journal of the European Union*, L27.
- Comissão Europeia (2003), Directive 2003/54/EC of the European Parliament and of the Council of 26 June 2003, concerning common rules for the internal market in electricity and repealing Directive 96/92/EC, *Official Journal of the European Union*, L176.
- Comissão Europeia (2004), *Third benchmarking report on the implementation of the internal gas and electricity market*, DG TREN Draft Working Paper, 1.03.2004, Brussels.
- Comissão Europeia (2005), *Report on progress in creating the internal gas and electricity market*, Communication from the Commission to the Council and the European Parliament, 15.11.2005, Brussels.
- Cournot, A. (1838), *Recherches sur les Principes Mathématiques de la Théorie des Richesses*, Hachette, Paris.
- Currie, D. (2002), «The electricity trading arrangements in England and Wales: a review», in Robinson C., (ed.), *Utility Regulation and Competition Policy*, Institute of Economic Affairs, 1-16.
- Dacorogna, M., Muller, U., Nagler, R., Olsen, R., Pictet, O. (1993), «A geographical model for the daily and weekly seasonal volatility in the foreign exchange market», *Journal of International Money and Finance* 12, 413-438.
- De Vany, A., Walls, W. (1999a), «Price dynamics of decentralized power markets», *Journal of Regulatory Economics* 15(2), 123-140.
- De Vany, A., Walls, W. (1999b), «Cointegration analysis of spot electricity prices: insights on transmission efficiency in the western US», *Energy Economics* 21(3), 435-448.
- Demsetz, H. (1968), «Why Regulate Utilities?», *Journal of Law and Economics* 11, 55-65.
- Demsetz, H. (1973), «Industrial Structure, Market Rivalry, and Public Policy», *Journal of Law and Economics* 16, 1-9.

- Deng, S. (2000), «Stochastic Models for Energy Commodity Prices and Their Applications: Mean-reversion with Jumps and Spikes», *POWER Working Paper PWP-073*, University of California, Berkeley.
- Dixit, A., Pindyck, R. (1994), *Investment under Uncertainty*, Princeton University Press, New Jersey.
- Enders, W. (1995), *Applied Economic Time Series*, John Wiley and Sons, New Jersey.
- Engle, R. (1982), «Autoregressive Conditional Heteroskedasticity with Estimate of the United Kingdom Inflation», *Econometrica* **50**, 987-1007.
- Engle, R. (2001), «Financial Econometrics – A New Discipline With New Methods», *Journal of Econometrics* **100**, 53-56.
- Engle, R., Granger, C. (1987), «Cointegration and error correction: representation, estimation and testing», *Econometrica* **55**(2), 251-276.
- ERSE (2001a), *Revisão dos Regulamentos do Sector Eléctrico Ibérico*, Documento de Discussão.
- ERSE (2001b), *Caracterização do Sector Eléctrico – Portugal Continental*.
- ERSE (2001c), *Mercado Ibérico de Electricidade*, Documento de Discussão.
- ERSE (2002), *Modelo de Organização do Mercado Ibérico de Electricidade*.
- Escribano, A., Pena J., Villaplana P. (2002), «Modelling electricity prices: International evidence», *Working Paper*, Universidad Carlos III, Madrid.
- Esnault, B. (2002), «Nouvelles formes de marchés électriques et choix d'investissement», *Cahier de recherche du CGEMP* n° 1.
- ETSO (2004), *An Overview of Current Cross-Border Congestion Management Methods in Europe*, Brussels, European Transmission System Operators.
- Fabra, N., Toro, J. (2003), «The Fall in British Electricity Prices: Market Rules, Market Structure, or Both?», *mimeo*, Universidad Carlos III, Madrid.
- Fabra, N., Toro, J. (2004), «Price Wars and Collusion in the Spanish Electricity Market», *Working Paper*, Universidad Carlos III, Madrid.
- Fama, E. (1965), «The Behavior of Stock Market Prices», *Journal of Business* **38**, 34-105.
- Fama, E. (1970), «Efficient Capital Markets: a Review of Theory and Empirical Work», *Journal of Finance* **25**(2), 383-417.
- Federico, G., Whitmore, A. (1999), «The importance of market structure and incentives in determining energy price risk», *Energy Modelling and the Management of Uncertainty*, Risk Publications.
- Ferreira, J.C., Figueira, J. (2001), *A electrificação do centro de Portugal no século vinte*, EDP Distribuição – Energia, SA.
- Finon, D. (1997), «La concurrence dans les industries électriques: l'efficacité au prix de la complexité transactionnelle et réglementaire?», *Economie et Sociétés*, (5-6), *Série Economie de l'Energie* 7, 13-46.
- Gaffard, J.-L. (1990), *Economie industrielle et de l'innovation*, Dalloz, Paris.
- Gilbert, R., Neuhoff, K., Newbery, D. (2004), «Allocating transmission to mitigate market power in electricity networks», *RAND Journal of Economics*, forthcoming.
- Glachant, J.-M. (2001), «Attractiveness and accessibility of 16 electricity markets in Western Europe», in Hope, E., Melamed, L., and Lychagin, M., (eds.), *Electricity Economics: Policies*, Russian Academy of Sciences, pp. 187-208.
- Glachant, J.-M. (2003), «Four sisters weeping on ideal electricity reform», in *Public Services and European Economic Integration* (2nd Milan European Economy Workshop), Università degli Studi di Milano.
- Glachant, J.-M., Lévêque, F. (2005), «Electricity Internal Market in the European Union: What to do next?» SESSA Conference «*Implementing the Internal Market of Electricity: Proposals and Time-Tables*», Brussels.
- Gonçalves, E., Lopes, N. (1993), *Análise de séries financeiras baseadas em modelos com erros condicionalmente heterocedásticos*, Estudos do GEMF, FEUC.
- Gouriéroux, C., (1997), *ARCH Models and Financial Applications*, Springer-Verlag, Berlin.
- Grasa, A. (1989), *Econometric Model Selection: A new approach*, Kluwer Academic Publishers, Dordrecht.
- Green, R. (1999), «The Electricity Contract Market in England and Wales», *Journal of Industrial Economics* **47**(1), 107-124.
- Green, R., Newbery, D. (1992), «Competition in the British electricity spot market», *Journal of Political Economy* **100**(5), 929-953.
- Haldrup, N., Nielsen, M. (2004), «A Regime Switching Long Memory Model for Electricity Prices», *Working Paper 2004-2*, University of Aarhus.

- Heineman, F. (2001), «How integrated are European Retail Financial Markets? A Cointegration Analysis», *Discussion Paper No. 02-22*, Centre for European Economic Research, Mannheim.
- Hogan, W. (1992), «Contract networks for electric power transmission», *Journal of Regulatory Economics* **4**, 211-242.
- Hogan, W. (1997), «A market power model with strategic interaction in electricity networks», *Energy Journal* **18**(4), 107-141.
- Hogan, W. (1998), «Nodes and Zones in Electricity Markets: Seeking Simplified Congestion Pricing», in Chao, H., Huntington, H., (eds.), *Designing Competitive Electricity Markets (International Series in Operations Research & Management Science 13)*, Springer-Verlag, New York.
- Hogan, W. (2002), «Electricity market restructuring: reforms of reforms», *Journal of Regulatory Economics* **21**(1), 103-132.
- Holburn, G., Spiller, P. (2002), «Institutional or Structural: Lessons from International Electricity Sector Reforms», in Brousseau E., Glachant, J.-M., (eds.), *The Economics of Contracts: Theories and Applications*, Cambridge University Press, Cambridge.
- Hull, J. (1997), *Options, Futures, and Other Derivatives Securities*, (3rd ed.), Prentice Hall, Englewood Cliffs, New Jersey.
- Hunt, S. (2002), *Making Competition Work in Electricity*, John Wiley and Sons, New York.
- IEA (2001a), *Competition in Electricity Markets*, OECD/IEA, Paris.
- IEA (2001b), *Energy Balances of OECD Countries, 1998-1999*, OECD/IEA, Paris.
- IEA (2001c), *Energy Policies of IEA Countries*, OECD/IEA, Paris.
- IEA (2001d), *Energy Statistics of OECD Countries, 1998-1999*, OECD/IEA, Paris.
- IEA (2001e), *Statistics: Electricity Information 2001*, OECD/IEA, Paris.
- IEA (2001f), *Towards a Sustainable Energy Future*, OECD/IEA, Paris.
- IEA (2002), *Security of Supply in Electricity Markets: Evidence and Policy Issues*.
- Johnson, B., Barz, G. (1999), «Selecting stochastic process for modelling electricity prices», *Energy Modelling and the Management of Uncertainty*, Risk Publications, London.
- Joskow, P. (1987), «Contract Duration and Relationship-Specific Investment: Empirical Evidence from Coal Markets», *American Economic Review* **77**(1), 168-185.
- Joskow, P. (1997), «Restructuring Competition and Regulatory Reform in the U.S. Electricity Sector», *Journal of Economics Perspectives* **11**(3), 119-138.
- Joskow, P. (2000), «Deregulation and Regulatory Reform in the U.S. Electric Power Sector», in Peltzman, S., Winston, C., (eds), *Deregulation of Network Industries: The Next Steps*, Brookings Press, Washington.
- Joskow, P. (2003), «The Difficult Transition to Competitive Electricity Markets in the US», *DAE Working Paper Series*, n° 28, The Cambridge-MIT Institute Electricity Project.
- Joskow, P. (2005), «Transmission Policy in the United States», *Utilities Policy* **13**, 95-115.
- Joskow, P., Kahn, E. (2002), «A quantitative analysis of pricing behaviour in California's wholesale electricity market during summer 2000», *The Energy Journal* **23**, 1-35.
- Joskow, P., Schmalensee, R. (1983), *Markets for Power: An Analysis of Electric Utility Deregulation*, MIT Press, Cambridge, Massachusetts.
- Joskow, P., Tirole, J. (1998), *Transmission Rights and Market Power on Electric Power Networks I*, mimeo, MIT.
- Joskow, P., Tirole, J. (2000), «Transmission Rights and Market Power on Electric Power Networks», *Rand Journal of Economics* **31**(3), 450-487.
- Juselius, K. (1999), «Models and relations in economics and econometrics», *Journal of Economic Methodology* **6**, 259-290.
- Kahn, E. (1988), *Electric Utility Planning and Regulation*, American Council for an Energy-Efficient Economy, Washington.
- Kahn, E. (1995), «Deregulation of the Public Utilities – Transitional Problems and Solutions», *Economic Papers, Economic Society of Australia*, 1-17.
- Kahn, E. (2002), «The Adequacy of Prospective Returns on Generation Investment under Price Control Mechanisms», *The Electricity Journal* **15**, 37-46.
- Kaesen, K., Husby, E., (2000), «A Joint State-Space Model for Electricity Spot and Futures Prices», Report n° 965, Norwegian Computing Center.
- Knittel, C., Roberts, M. (2001), «An empirical examination of deregulated electricity prices», University of California Energy Institute, *POWER Working Paper No PWP-087*.



- Laffont, J., Tirole, J. (1993), *A theory of incentives in procurement and regulation*, MIT Press, Cambridge, Massachusetts.
- Laffont, J., Tirole, J. (2000), *Competition in Telecommunications*, MIT Press, Cambridge, Massachusetts.
- León, A., Rubia, A. (2001), «Comportamiento del Precio y Volatilidad en el Pool Eléctrico Español», IVIE, *Documento de trabajo*, WP-2001-04.
- Littlechild, S. (1983), *Regulation of British telecommunications profitability*, HMSO, London.
- Littlechild, S. (2000), «A review of UK Electricity Regulation 1999-2000», in *CRI Regulatory Review - Millenium Edition 2000/2001*, Bath.
- Ljung, G., Box, G. (1978), «On a Measure of Lack of Fit in Time Series Models» *Biometrika* **67**, 297-303.
- Lucia, J., Schwartz, E. (2002), «Electricity prices and power derivatives: Evidence from the Nordic Power Exchange», *Review of Derivatives Research* **5**, 5-50.
- Lutkepohl, H. (1991), *Introduction to Multiple Time Series Analysis*, Springer-Verlag, Berlin.
- MacDonald, R., Taylor, M. (1991), «Exchange Rate, Policy Convergence, and the European Monetary system», *Review of Economics and Statistics* **73**(3), 553-558.
- Mandelbrot, B. (1963), «The Variation of Certain Speculative Prices», *Journal of Business* **36**, 307-332.
- Mantegna, R., Stanley, H. (1999), *An Introduction to Econophysics: Correlations and Complexity in Finance*, Cambridge University Press, Cambridge.
- Martins, A. (2002), «Corporate governance, financial information and the role of auditors: reflections on Enron's case», *Working Paper*, FEUC.
- McGowan, F. (2001), «Consumers and Energy Liberalization», in Geradin, D., (ed.), *The Liberalization of Electricity and Natural Gas in the European Union*, Kluwer Law International, 63-79.
- Midttun, A. (1997), *European Electricity Systems in Transition. A Comparative Analysis of Policy and Regulation in Western Europe*, Elsevier, Amsterdam.
- Moreira, V. (1998), «Instrumentos e formas jurídicas da desintervenção do Estado», *Actas da Conferência Serviço público, gestão privada e regulação*, INA, p.26.
- Moreira, V. (2001), «Sector público e concorrência: a regulação do sector eléctrico», in *Os Caminhos da Privatização da Administração Pública*, Bol. Fac. Direito, Univ. Coimbra, *Stydia Iuridica* **60**, 223-247.
- Moreira, V. (2002), «Autoridades Reguladoras Independentes: Estado e Projecto de Lei-Quadro», Ministério da Reforma do Estado e da Administração Pública, Lisboa.
- Newbery, D. (1995), «Regulatory Policies and reform in the Electricity Supply Industry», Cambridge *Working Papers in Economics* 9421, University of Cambridge.
- Newbery, D. (1997), «Privatisation and liberalisation of network utilities», *European Economic Review* **41**, 357-383.
- Newbery, D. (1999), «The UK experience: Privatisation with market power», in Bergman, L., Brunekreeft, G., Doyle, C., Von der Fehr, N-H., Newbery D., Pollitt, M., Régibeau, P., (eds.), *A European electricity market?*, CEPR, London, 89-115.
- Newbery, D. (2000), *Privatization, Restructuring, and Regulation of Network Utilities*, MIT Press, Cambridge, Massachusetts.
- Newbery, D. (2001), «Economic reform in Europe: integrating and liberalizing the market for services», *Utilities Policy* **10**(2), 85-97.
- Newbery, D. (2002a), «Mitigating market power in electricity networks», *Proceedings of Towards a European Market of Electricity: What have we learnt from recent lessons? Spot Market Design, Derivatives and regulation*, SSPA Italian Advanced School of Public Administration, Roma.
- Newbery, D. (2002b), «Regulatory Challenges to European Electricity Liberalisation», *Swedish Economic Policy Review* **9**, 9-43.
- Newbery, D., Pollitt, M. (1997), «The Restructuring and Privatization of Britain's CEBG – Was it Worth It?», *Journal of Industrial Economics* **45**(3), 269-303.
- North, D. (1991), «Institutions», *Journal of Economics Perspectives, American Economic Association* **5**(1), 97-112.
- North, D. (1992), «Transaction Costs, Institutions, and Economic Performance», *International Center for Economic Growth*, Occasional Paper, **30**, Institute for Contemporary Studies Press, San Francisco.
- Rees, R., Vickers, J. (1995), «RPI-X Price-Cap Regulation», in Bishop, M., Kay, J., Mayer, C., (eds.), ch.15 of *The Regulatory Challenge*, Oxford Univ. Press, Oxford.
- Samuelson, P., Nordhaus, W. (1988), *Economia*, 12ª ed., McGraw-Hill de Portugal, Lisboa.

- Sander, H., Kleimeier, S. (2001), «Towards a Single Retail Banking Market? New Evidence from Euroland», forthcoming in *Australasian Journal of European Integration*.
- Schmalensee, R. (1977), «Using the H-Index of concentration with published data», *Review of Economics and Statistics* **59**, 186-193.
- Schüler, M., Heineman, F. (2001), «How integrated are European Retail Financial Markets? A Cointegration Analysis», *Discussion Paper* No. 02-22, Centre for European Economic Research, Mannheim.
- Schumpeter, J. (1975), *Capitalism, Socialism and Democracy*, Harper, New York (originalmente publicado em 1942).
- Schwepe, F., Caramanis, M., Tabors, R., Bohn, R. (1988), *Spot Pricing of Electricity*, Kluwer Academic Publishers, London.
- Shepherd, W. (1990), *The Economics of Industrial Organization*, (3rd ed.), Englewood Cliffs, Prentice Hall, New Jersey.
- Shepherd, W. (1995), «Contestability vs Competition – Once More», *Land Economics* **71**(3), 299-309.
- Shepherd, W. (1997), «Anti-Competitive Impacts of Secret Strategic pricing in the Electricity Industry», *Public Utilities Fortnightly* **15**, 24-29.
- Silva, P.P. (1998), «Evaluating Strategic Investments: Real Options Role in New Manufacturing Technology Projects», *Estudos de Gestão*, **IV**, 1998/9, 197-205.
- Silva, P.P. (1999a), *Técnicas de Análise de Investimentos - do VAL às Opções Reais*, *Boletim de Ciências Económicas*, Vol. **XLII**, 144 pp.
- Silva, P.P. (1999b), «O papel das opções reais nos investimentos estratégicos», *Revista Ordem ROC*, **7**, 1999, 26-30.
- Silva, P.P., Soares, M.I. (2004), «The Iberian Electricity Supply Industry in transition: market structure and price volatility», in *Proceedings of the 6th International Association of Energy Economics (IAEE) Conference on Energy Modelling*, ETH, Zurich.
- Silva, P.P., Soares, M.I. (2005), «The likelihood of market integration: the role of day-ahead prices and industry design», in *Proceedings of the 7th International Association of Energy Economics (IAEE) Conference on European Energy Markets in Transition*, NHH, Bergen.
- Stigler, G. (1969), *The theory of price*, Macmillan, London.
- Stigler, G. Sherwin, R. (1985), «The Extent of the Market», *Journal of Law and Economics* **28**, 555-585.
- Stoffaës, C. (1999), «Electricité: le service public en perspective historique», dans *L'idée de service public est-elle encore soutenable?*, PUF, 168-172, Paris.
- Stoft, S. (2002), *Power System Economics*, John Wiley and Sons, New York.
- Surrey, J. (1996), *The British Electricity Experiment – Privatization: The Record, the Issues, the Lessons*, (ed.), Earthscan, London.
- Vandamme, J. (1997), «Les différentes conceptions des entreprises et services publics en Europe», in *Managing Universal Service Obligations in Public Utilities in the European Union* [Compilation of contributions to the above colloquium held in Maastricht, November 1996], European Institut of Public Administrations, 27-38.
- Vasconcelos, J. (1997), «Breve análise do sector eléctrico em Espanha e Portugal», CEDIPRE, Centro de Documentação, Faculdade de Direito, Universidade de Coimbra.
- Vasconcelos, J. (2004), *Regulação da Energia*, Notas do Curso de Pós-graduação em *Regulação Pública*, CEDIPRE, Faculdade de Direito, Universidade de Coimbra.
- Vasconcelos, J. (2005), «Limites à concentração dos mercados», in *Seminário da Associação Portuguesa de Energia «Evolução do Mercado Interno de Energia»*, Lisboa.
- Vickers, J., Yarrow, G. (1988), *Privatization. An Economic Analysis*, MIT Press, Cambridge, Massachusetts.
- Viscusi, W., Vernon, J., Harrington, Jr. (1995), *Economics of regulation and antitrust*, MIT Press, Cambridge, Massachusetts.
- Von der Fehr, N.-H., Harbord, D. (1993), «Spot market competition in the UK electricity industry», *Economic Journal* **103**, 531-547.
- Wallis, K. (1987), «Time Series analysis of bounded economic values», *Journal of Time Series* **8**(1), 115-132.
- Weron, R. (2000), «Energy Price Risk Management», *Physica A* **285**, 127-134.
- Weyman-Jones, T. (1995), «Problems of yardstick regulation in electricity distribution», in Bishop, M., Kay, J., Mayer, C., (eds.), *The regulatory challenge*, Oxford University Press, Oxford.

- Williamson, O. (1976), «Franchise Bidding for Natural Monopolies, in General and with Respect to CATV», *The Bell Journal of Economics* 7(1).
- Wolak, F. (1997), «Market Design and Price Behavior in Restructured Electricity Markets: An International Comparison», *Working Paper*, Institute for Economic Policy Research, Stanford University, Stanford.
- Wolak, F. (2001), «Identification and Estimation of Cost Functions Using Observed Bid Data: An Application to Electricity Markets», *mimeo*, Stanford University.
- Wolak, F. (2004), «Designing a Retail Electricity Market That Enhances Wholesale Competition», Testimony to California Public Utilities Commission for Core/Non-Core Electric Market Structure Options, En Banc Hearing, 4/20/2004.
- Wolak, F., Patrick, R. (1996), «The impact of market rules and market structure on the price determination process in the England and Wales Electricity Market», *POWER Working Paper PWP-047*, University of California.
- Wolfram, C. (1998), «Strategic Bidding in a Multi-Unit Auction: An Empirical Analysis of Bids to Supply Electricity in England and Wales», *Rand Journal of Economics* 29, 703-725.

(Página deixada propositadamente em branco)

## ÍNDICE DE QUADROS

Quadro 1.1 – Factores-chaves das instituições reguladoras.....	32
Quadro 1.2 – Estrutura funcional da indústria da electricidade.....	50
Quadro 1.3 – Competências e recursos dos reguladores .....	54
Quadro 1.4 – Implementação da Directiva Comunitária.....	55
Quadro 1.5 – Acesso à rede de transporte .....	56
Quadro 1.6 – Síntese do nível de preços da electricidade (2003) .....	57
Quadro 1.7 – Troca de fornecedor .....	57
Quadro 1.8 – Qualidade do serviço .....	58
Quadro 1.9 – Resumo dos principais entraves à concorrência.....	60
Quadro 2.1 – Cronologia dos acontecimentos na Califórnia.....	68
Quadro 2.2 – Evolução das quotas de mercado das empresas produtoras em I&G .....	76
Quadro 2.3 – Calendário das reformas no Reino Unido.....	77
Quadro 2.4 – <i>Mix</i> produtivo nos países nórdicos (2002).....	79
Quadro 2.5 – Quotas de mercado e índice de Herfindahl-Hirschman em 1999.....	87
Quadro 2.6 – Balanço energético português .....	90
Quadro 3.1 – Criação de mercados organizados na Europa .....	102
Quadro 3.2 – Principais marcos da criação e funcionamento do MIBEL.....	105
Quadro 4.1 – Concentração de mercado em países europeus segundo o índice <i>HHI</i> , em 2001 ....	120
Quadro 5.1 – Estatísticas descritivas das séries dos preços e dos retornos .....	148
Quadro 5.2 – Testes <i>ADF</i> e de Phillips-Perron.....	148
Quadro 5.3 – Estatística de Ljung-Box para os quadrados dos resíduos.....	152
Quadro 5.4 – Teste do multiplicador de Lagrange aplicado aos resíduos .....	154
Quadro 5.5 – Estatística descritiva da série dos resíduos .....	154
Quadro 5.6 – Estatísticas descritivas para as séries de preços <i>spot (base)</i> .....	161
Quadro 5.7 – Comparação da estimação <i>MA(8)</i> .....	162
Quadro 5.8 – Comparação da estimação <i>GARCH(1,1)</i> .....	163
Quadro 6.1 – Síntese do estudo de Bower.....	168
Quadro 6.2 – Fluxos de energia em GWh .....	168
Quadro 6.3 – Interligação e estrutura de mercado .....	169
Quadro 6.4 – Consumos e volume transaccionados .....	169
Quadro 6.5 – Estatísticas descritivas .....	172
Quadro 6.6 – Matriz de correlações .....	173
Quadro 6.7 – Testes <i>ADF</i> e de Phillips-Perron.....	176
Quadro 6.8 – Resultado da estimação <i>MMQ</i> .....	177

(Página deixada propositadamente em branco)

## ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1.1 – Monopólio natural «tipo».....	26
Figura 1.2 – Formas de regulação .....	40
Figura 1.3 – Cadeia de valor da indústria de electricidade.....	48
Figura 2.1 – Preços médios diários do mercado californiano durante a crise.....	67
Figura 2.2 – Apagão de Nova Iorque-Toronto (fotografia de satélite) .....	70
Figura 2.3 – Estrutura do sistema eléctrico espanhol.....	86
Figura 2.4 – Evolução do volume de energia transaccionada no OMEL .....	88
Figura 2.5 – Previsão do <i>mix</i> tecnológico para Espanha.....	89
Figura 2.6 – Evolução da capacidade instalada na produção .....	91
Figura 2.7 – Estrutura do sistema eléctrico português .....	91
Figura 2.8 – Tipos de regulação por segmento de actividade.....	95
Figura 2.9 – O processo de regulação em Portugal.....	95
Figura 5.1 – Preço e volume médios horários no OMEL.....	134
Figura 5.2 – Preço médio ponderado no OMEL (c€/KWh).....	135
Figura 5.3 – Exemplo de saltos e reversão à média no EEX.....	136
Figura 5.4 – Encontro entre oferta e procura num mercado de electricidade .....	138
Figura 5.5 – Volume de energia transaccionada e preço médio anuais no OMEL.....	140
Figura 5.6 – Preço da electricidade no OMEL de 1-1-1998 a 30-9-2004 .....	141
Figura 5.7 – Preços mínimo, médio e máximo do mercado diário (OMEL).....	141
Figura 5.8 – Preço médio diário durante o ano de 1998 no OMEL .....	143
Figura 5.9 – Curvas agregadas dia 11-01-2002 (preço médio diário 10,5 c€) .....	144
Figura 5.10 – Curvas agregadas dia 31-12-2002 (preço médio diário 0,5 c€) .....	145
Figura 5.11 – Energia anual por tecnologias no OMEL .....	146
Figura 5.12 – Componentes do preço final no OMEL .....	146
Figura 5.13 – Série dos retornos $R_t$ .....	147
Figura 5.14 – Correlogramas de $R_t$ .....	149
Figura 5.15 – Correlogramas de $Z_t$ .....	150
Figura 5.16 – Correlogramas dos resíduos da estimação $MA(8)$ .....	152
Figura 5.17 – Correlogramas dos quadrados dos resíduos da estimação $MA(8)$ .....	153
Figura 5.18 – Histograma da série de resíduos da estimação $MA(8)$ .....	154
Figura 5.19 – Correlogramas dos resíduos estandardizados da estimação $GARCH(1,1)$ .....	157
Figura 5.20 – Correlogramas dos quadrados dos resíduos da estimação $GARCH(1,1)$ .....	158
Figura 5.21 – Trajectórias das séries inicial, estimada e dos resíduos .....	158
Figura 5.22 – Volatilidade estimada .....	159

Figura 5.23 – Séries de preços <i>spot</i> e dos retornos de cinco bolsas europeias.....	160
Figura 5.24 – Evolução dos preços em seis bolsas europeias de electricidade (2002-2004).....	161
Figura 6.1 – Produção de electricidade por fonte de energia primária (1971 a 2002).....	170
Figura 6.2 – Evolução dos preços <i>spot</i> em mercados vizinhos (2002 a 2004).....	171
Figura 6.3 – Diferenças entre preços <i>spot</i> de países vizinhos.....	174
Figura 6.4 – Desvio-padrão das diferenças de preços.....	175
Figura 6.5 – Diagramas de dispersão.....	177
Figura 6.6 – Pontos de congestionamento na infra-estrutura de electricidade.....	178



## LISTA DE SIGLAS, NOTAÇÕES E ABREVIATURAS

<i>ADF</i>	- <i>Augmented Dickey-Fuller</i>
<i>AES</i>	- <i>Association of Electricity Producers</i>
<i>APX</i>	- <i>Amsterdam Power Exchange</i>
<i>APXDE</i>	- « <i>APX Deutschland</i> »
<i>AR</i>	- (Modelo) Autorregressivo
<i>ARCH</i>	- Heteroscedasticidade Condicional Autorregressiva
<i>ARIMA</i>	- (Modelo) Autorregressivo Integrado e de Média Móvel
<i>ARMA</i>	- (Modelo) Autorregressivo de Média Móvel
<i>AT</i>	- Alta Tensão
<i>ATR</i>	- <i>Third Party Access</i>
<i>ATRn</i>	- Acesso <i>Negociado</i> de Terceiros à Rede
<i>ATRr</i>	- Acesso <i>Regulado</i> de Terceiros à Rede
<i>CAE</i>	- Contrato de Aquisição de Energia
<i>CBF</i>	- Contrato Bilateral Físico
<i>CBS</i>	- Critério Bayesiano de Schwartz
<i>c€</i>	- Eurocêntimo
<i>CE</i>	- Comissão Europeia
<i>CEC</i>	- <i>Californian Energy Commission</i>
<i>CEGB</i>	- <i>Central Electricity Generating Board</i>
<i>CHP</i>	- <i>Combined Heat and Power</i>
<i>CIA</i>	- Critério de Informação de Akaike
<i>CMEC</i>	- <i>Custos de Manutenção do Equilíbrio Contratual</i>
<i>CNE</i>	- <i>Comisión Nacional de Energía</i>
<i>CNSE</i>	- <i>Comisión Nacional del Sistema Eléctrico</i>
<i>CPPE</i>	- Companhia Portuguesa de Produção de Electricidade
<i>CPUC</i>	- <i>California Public Utilities Commission</i>
<i>CTC</i>	- <i>Costes de Transición a la Competencia</i>
<i>DGE</i>	- Direcção Geral de Energia
<i>DW</i>	- <i>Durbin-Watson</i>
<i>DWR</i>	- <i>Department of Water Resources</i>
<i>EDF</i>	- <i>Électricité de France</i>
<i>EDP</i>	- Electricidade de Portugal
<i>EEX</i>	- <i>European Energy Exchange</i>
<i>ENEL</i>	- <i>Ente Nazionale per la Energia Elettrica</i>

ERSE	- Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos
FAC	- Função de Autocorrelação
FACP	- Função de Autocorrelação Parcial
FERC	- <i>Federal Regulation and Oversight of Energy</i>
GARCH	- Heteroscedasticidade Condicional Autorregressiva Generalizada
GHHI	- Índice de <i>Herfindahl-Hirschman</i> Generalizado
GME	- <i>Gestore del Mercato Elettrico</i>
HC	- <i>Hidroeléctrica del Cantábrico</i>
HHI	- Índice de <i>Herfindahl-Hirschman</i>
I&G	- Inglaterra e Gales
IEA	- <i>International Energy Agency</i>
IGARCH	- GARCH Integrado
ISO	- <i>Independent System Operator</i>
JB	- Jarque-Bera
KWh	- Quilowatt hora
LM	- Multiplicador de Lagrange
LOSEN	- <i>Ley Orgánica del Sector Eléctrico Nacional</i>
LPX	- <i>Leipzig Power Exchange</i>
MA	- média móvel ( <i>moving average</i> )
MEB	- <i>Midlands Electricity</i>
MIBEL	- Mercado Ibérico da Electricidade
MLE	- <i>Marco Legal Estable</i>
MMQ	- Método dos Mínimos Quadrados
MT	- Média Tensão
MVA	- Megavolt Ampère
MW	- Megawatt
MWh	- Megawatt hora
NETA	- <i>New Electricity Trading Arrangments</i>
NGC	- <i>National Grid Company</i>
Nord Pool	- <i>Nordic Power Exchange (including: Norway, Denmark, Sweden and Finland)</i>
OCDE	- Organização para a Cooperação e Desenvolvimento Económico
OFFER	- <i>Office of Electricity Regulation</i>
OFGEM	- <i>Office of Gas and Electricity Markets</i>
OMEL	- <i>Operador del Mercado Ibérico de Energía – Polo Español</i>
OMI	- Operador do Mercado Ibérico
OMIE	- Operador do Mercado Ibérico Espanhol
OMIP	- Operador do Mercado Ibérico Português
OPA	- Oferta Pública de Aquisição
OTC	- <i>Over The Counter</i>
PG&E	- <i>Pacific Gas and Electric Company</i>
PIB	- Produto Interno Bruto
PIE	- <i>International Petroleum Exchange</i>
PNV	- Produtor Não Vinculado
Powernext	- <i>Bourse Française de L'énergie</i>
PP	- Phillips-Perron
PRE	- Produção em Regime Especial

PURPA	- <i>Public Utilities Regulatory Policy Act of 1978</i>
PX	- <i>California Power Exchange</i>
$Q_{LB}$	- <i>Estatística Ljung e Box</i>
RECs	- <i>Regional Electric Companies</i>
REE	- <i>Red Eléctrica de España</i>
REN	- <i>Rede Eléctrica Nacional</i>
RNT	- <i>Rede Nacional de Transporte de Energia Eléctrica</i>
RPI	- <i>Retail Price Index</i>
SB28X	- <i>California Energy Security and Reliability Act of 2001</i>
SCE	- <i>Southern California Edison</i>
SEN	- <i>Sistema Eléctrico Nacional</i>
SENV	- <i>Sistema Eléctrico Não Vinculado</i>
SEP	- <i>Sistema Eléctrico de Serviço Público</i>
SSE	- <i>Scottish and Southern Energy</i>
TOR	- <i>Teoria das Opções Reais</i>
TMC	- <i>Teoria dos Mercados Contestáveis</i>
TWh	- <i>Terawatt hora</i>
TXU	- <i>Texas Utilities Company's</i>
UCTE	- <i>Union for the Coordination of Transmission of Electricity</i>
UE15	- <i>União Europeia dos 15</i>
UEF	- <i>Unión FENOSA</i>
UKPX	- <i>UK Power Exchange</i>

Série  
Investigação

•

Imprensa da Universidade de Coimbra  
Coimbra University Press

2007

