



DISSERTAÇÃO DE MESTRADO

Economia e Política da Energia e Ambiente

LIBERALIZAÇÃO DOS MERCADOS ELÉCTRICOS DO REINO UNIDO E DA PENÍNSULA IBÉRICA – UM OLHAR SOBRE OS PROCESSOS

Aluno

João Pedro Paixão Mendes

Orientador

Professor Álvaro Gonçalves Martins Monteiro

Júri

Presidente **Professor Álvaro Gonçalves Martins Monteiro**

Vogais **Professora Maria Isabel Rebelo Teixeira**
Professor Vítor Manuel da Silva Santos

30 de Abril de 2009

DISSERTAÇÃO DE MESTRADO

Economia e Política da Energia e Ambiente

**LIBERALIZAÇÃO DOS MERCADOS ELÉCTRICOS DO REINO
UNIDO E DA PENÍNSULA IBÉRICA – UM OLHAR SOBRE OS
PROCESSOS**

Aluno

João Pedro Paixão Mendes

Orientador

Professor Álvaro Gonçalves Martins Monteiro

I. AGRADECIMENTOS

Ao Eng. Rui Bravo
Não permitiu que se usasse a palavra desistir neste projecto.

II. RESUMO

O sector eléctrico tem sofrido desde à 20 anos grandes alterações na sua lógica de negócio, quer em termos políticos, quer em termos de organização ou técnicos. Até aos anos 70 a palavra de ordem era a de dotar todas as populações com energia eléctrica, investindo o necessário para que esses objectivos fossem alcançados. Para garantir a viabilidade das empresas após investimentos tão avultados, seguiu-se um longo período em que imperaram os gigantes monopolistas, estatais e com estruturas de custos com grandes ineficiências, as quais foram-se agravando, com repercussões negativas no serviço prestado aos consumidores, mantendo-se até aos anos 80 e 90.

É então que se dá uma mudança de política em relação a este sector, dando-se início à implementação da liberalização do sector com a consequente criação de mercados concorrenciais. Esta estratégia baseia-se na convicção de que num mercado concorrencial conseguem-se ganhos de eficiência, permitindo baixar os custos e, com isso, beneficiar os consumidores.

É tendo este movimento presente que neste trabalho apresenta-se um estudo comparativo entre dois processos de liberalização (Reino Unido e Península Ibérica) deste sector, de grande importância dados os seus sucessos e ideias subjacentes aos aspectos legislativos, regulatórios e técnicos que os conduziram.

Palavras-Chave: Electricidade, Política Energética, Regulação, Concorrência, Liberalização dos Mercados, *Utilities*, Mercado Eléctrico de Electricidade

III. ABSTRACT

The electric sector has suffered in the last 20 years great alterations in its logic from business, in terms of politicians, of organization or technician. Until 70 years the word of order was to endow all the populations with electric energy, investing the necessary one so that these objectives were reached. To guarantee the viability of the companies, after these great investments, followed a long period where the monopolists giants had reigned, owned by State and with a cost structure without efficiency, which had been aggravating, with negative repercussions in the service given to the consumers, even until years 80's and 90's.

At this time, a change of politics happens in relation to this sector, giving itself beginning to the implementation of the liberalization of the sector with the consequent creation of competition markets. This strategy is based on the certainty of that in a competition market, efficiency profits are obtained, having allowed to lower the costs and, with this, to benefit the consumers.

It is having this present movement that, in this work, it presents a comparative study enters two processes of liberalization (United Kingdom and Iberian Peninsula) of this sector, of great importance given to its successes and underlying ideas to the legislative, regulatory aspects and technician that had lead them.

Keywords: Electricity, Energy Politics, Regulation, Competition, Market Liberalization, Utilities, Iberian Electricity Market.

IV. LISTA DE QUADROS

Quadro 1.	Regimes de exercício dos sistemas eléctricos	15
Quadro 2.	Tipos de barreiras à entrada e exemplos.....	25
Quadro 3.	Vantagens e desvantagens, na óptica da sociedade, da regulação por taxa de rendibilidade.....	29
Quadro 4.	Vantagens e desvantagens, na óptica da sociedade, da regulação por preço máximo.....	34
Quadro 5.	Proveitos dos operadores presentes no mercado liberalizado (valores em £ M).....	50

V. LISTA DE FIGURAS

Figura 1.	Cadeia de valor totalmente integrada	11
Figura 2.	Cadeia de valor desverticalizada	12
Figura 3.	Cadeia de valor totalmente desconcentrada.....	12
Figura 4.	Modelo organizativo do sistema eléctrico	13
Figura 5.	Aspectos conceptuais da política energética	17
Figura 6.	Comportamento dos operadores incumbentes na liberalização do mercado..	19
Figura 7.	Curva da procura e da oferta para uma situação de concorrência perfeita e para uma situação de monopólio	22
Figura 8.	Consequência económica da regulação	22
Figura 9.	Variação do custo médio (CM) num mercado concorrencial e num monopolista	23
Figura 10.	Objectivo num mercado concorrencial e objectivo do regulador.....	24
Figura 11.	Comportamento para a actividade regulatória.....	27
Figura 12.	Esquema de funcionamento da regulação por taxa de rendibilidade.....	30
Figura 13.	Determinação do factor X - DEA	32
Figura 14.	Determinação do factor X - Regressão.....	33
Figura 15.	Esquema de funcionamento da regulação por preço máximo	34
Figura 16.	Determinação do preço marginal do sistema eléctrico para cada período horário (h)	49
Figura 17.	Esquema sobre a evolução cronológica do MIBEL	60
Figura 18.	Estrutura base do MIBEL.....	63
Figura 19.	Localização prevista para as futuras interligações	66
Figura 20.	Esquema de organização do MIBEL.....	67
Figura 21.	Mapa dos mercados regionais de electricidade	73

VI. LISTA DE SIGLAS E SÍMBOLOS

APE – Associação Portuguesa de Energia
DGGE – Direcção Geral de Geologia e Energia
ERSE – Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos
MAT – Muito Alta Tensão
AT – Alta Tensão
MT – Média Tensão
BT – Baixa Tensão
SEN – Sistema Eléctrico Nacional
SEP – Sistema de Serviço Público
SEI – Sistema Eléctrico Independente
SENV – Sistema Eléctrico Não Vinculado
PRE – Produção em Regime Especial
TIEPI – Tempo de Interrupção Equivalente da Potência Instalada
ID – Índice de Disponibilidade
ENS – Energia Não Fornecida
TIM – Tempo de Interrupção Médio
REN – Redes Energéticas Nacionais (ex. Rede Eléctrica Nacional)
RNT – Rede Nacional de Transporte
EDP – Energias de Portugal (ex. Electricidade de Portugal)
CAE's – Contratos de Aquisição de Energia
ESI – Energy Supply Industries
CEGB – Central Electricity Generation Board
NSHEB – The North of Scotland Hydro-Electric Board
SSEB – South of Scotland Electricity Board
NIE – Northern Ireland Electricity
NGC – National Grid Company
NP – National Power
PG – PowerGen
NE – Nuclear Electric

OFFER – Office of Electricity Regulation
NETA – New Electricity Trading Arrangments
NYMEX – New York Mercantile Exchange
LME – London Mercantile Exchange
OfGEM – Office of Gas and Electricity Markets
REC – Regional Electricity Companies
PES – Public Electricity Supply
StL – Second-tier Licence
CMM – Monopolies and Mergers Commission
NETA – New Electricity Trading Arrangments
OMI – Operador de Mercado Ibérico
OMEL – Operador do Mercado Ibérico de Energia (pólo espanhol)
OMIP – Operador do Mercado Ibérico de Energia (pólo português)
CNE – Comisión Nacional de Energía
REE – Red Eléctrica de España
CMEC’s – Custos de Manutenção do Equilíbrio Contratual
CTC’s – Custos de Transição para a Concorrência
MIE – Mercado Interno da Electricidade
CMVM – Comissão de Mercados e Valores Mobiliários
CNMV – Comisión del Mercado de Valores
CR – Conselho de Reguladores
CE – Comissão Europeia

VII. ÍNDICE

I. Agradecimentos	3
II. Resumo	4
III. Abstract	5
IV. Lista de quadros.....	6
V. Lista de figuras	7
VI. Lista de Siglas e símbolos	8
VII. Índice	10
1 Introdução.....	11
1.1 Estrutura Organizacional do Negócio Eléctrico em Portugal.....	11
1.2 Fundamentos de Política Energética	16
1.3 Princípios da Regulação	21
2 Mercado eléctrico inglês	37
2.1 Estrutura organizacional do mercado eléctrico pré-liberalizado	37
2.2 Liberalização do mercado eléctrico: razões, pressupostos e implementação .	38
2.3 Instrumentos regulatórios	45
2.4 Estrutura recente do mercado: vantagens, problemas	51
3 Mercado ibérico de electricidade.....	55
3.1 Evolução histórica do MIBEL.....	55
3.2 Modelo de organização do MIBEL	61
3.3 Comparativo entre os mercados do Reino Unido e Ibérico.....	67
4 Relações entre mercados regionais e mercado interno de electricidade.....	71
5 Conclusões.....	77
6 Referências Bibliograficas.....	81

1 INTRODUÇÃO

1.1 Estrutura Organizacional do Negócio Eléctrico em Portugal

Tal como acontece noutros sectores de actividade, um sistema energético¹ e, particularmente, no sistema eléctrico, compreende, na generalidade, uma cadeia de valor, constituída por quatro fases, ou seja, a produção de energia, o transporte, a distribuição e, por último, a comercialização.

Apesar desta divisão de áreas, na prática, esta não era visível até aos anos 80 e 90, quando a produção baseava a sua actuação num modelo de economias de escala, onde se considerava que quanto maior a potência instalada apresentada pela central, maior seria a sua eficiência, princípio este que se mantém até ao desenvolvimento industrial da tecnologia para a produção de electricidade através do gás natural, com centrais de ciclo combinado, bastante mais versáteis, de rápida construção, com níveis de eficiência superiores, apesar de uma potência instalada menor.



Figura 1. Cadeia de valor totalmente integrada

Com a forte presença e influência dos governos sobre as empresas de energia, dada a sua importância estratégica a cadeia de valor esteve totalmente integrada dentro da mesma estrutura, estando, desta forma, horizontal e verticalmente integrada, com as consequentes práticas monopolistas por parte destas empresas, coadjuvadas com os contratos de concessão, de longos anos, entretanto assinados.

Se por um lado, as novas tecnologias permitem uma entrada mais facilitada de novos agentes no mercado, por outro, o facto de os incumbentes apresentarem uma estrutura de custos cada vez mais incomportável permite e obriga a mudanças profundas nesta organização do mercado, dando-se início, em diversos mercados europeus, a uma

¹ Segundo o dicionário de terminologia energética, define-se Sistema Energético, num sentido económico, como sendo um conjunto técnico-económico que permite satisfazer as necessidades de energia dos agentes económicos

desconcentração da cadeia de valor, primeiro vertical e, depois horizontal¹. Com estas medidas anti monopólio, a cadeia de valor no sistema eléctrico sofre algumas transformações.



Figura 2. Cadeia de valor desverticalizada

A primeira grande alteração ocorre com a separação da rede de transporte² de electricidade do resto da estrutura, ficando directamente dependente do poder político, e com uma actividade sujeita a regulação de uma entidade externa e independente. De facto, juntamente com a rede de distribuição³ a transmissão⁴ de energia eléctrica representa cerca de 60% da factura a pagar pelos consumidores, sendo duas actividades que, dadas as suas características surgem como um monopólio natural, com um regime de exclusividade, a submeter à disciplina regulatória.

Ao nível da produção e comercialização, não existindo as mesmas condicionantes que as redes de transmissão, a sua desconcentração permite a criação de um mercado competitivo, o qual fica sob a supervisão das Autoridades para a Concorrência.

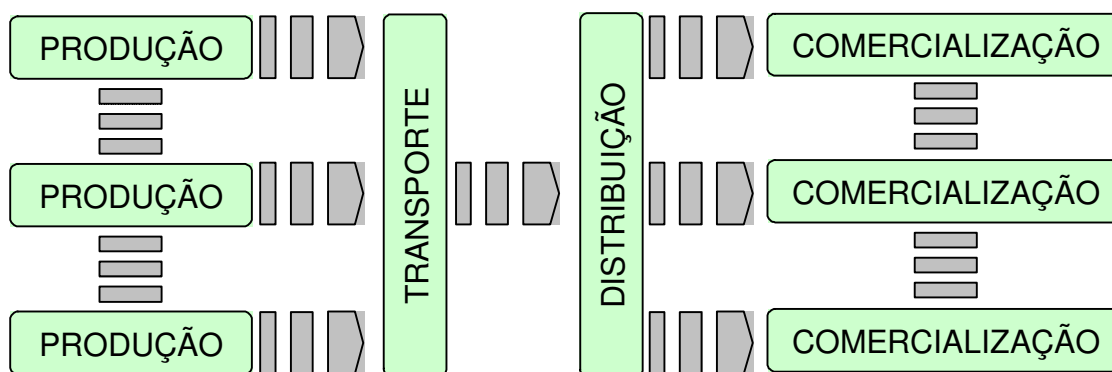


Figura 3. Cadeia de valor totalmente desconcentrada

¹ Considera-se que existe uma concentração horizontal quando se verifica que um elo da cadeia de valor está sob a alçada de um único agente de mercado. Ocorre concentração vertical quando toda a cadeia de valor é dominada por um único agente.

² Classificada como Muito Alta Tensão (MAT) em Portugal, esta rede compreende os níveis de tensão de 150, 220 e 400 kV.

³ Classificada como Alta Tensão (AT), Média Tensão (MT) e Baixa Tensão (BT), esta rede compreende os níveis de tensão de 60, 30 e 15 kV.

⁴ Termo que congrega as actividades de transporte e distribuição.

Se na generalidade o modelo é simples, na prática, a sua organização funcional é um pouco mais complexa. Assim, o Sistema Eléctrico Nacional (SEN) actualmente implementado em Portugal pretende apresentar duas lógicas de serviço. Uma lógica de serviço público, tendo para isso o Sistema Eléctrico Público (SEP) e, por outro lado, uma lógica de mercado, o Sistema Eléctrico Independente (SEI), subdividido no Sistema Eléctrico Não Vinculado (SENV) e a Produção em Regime Especial (PRE).

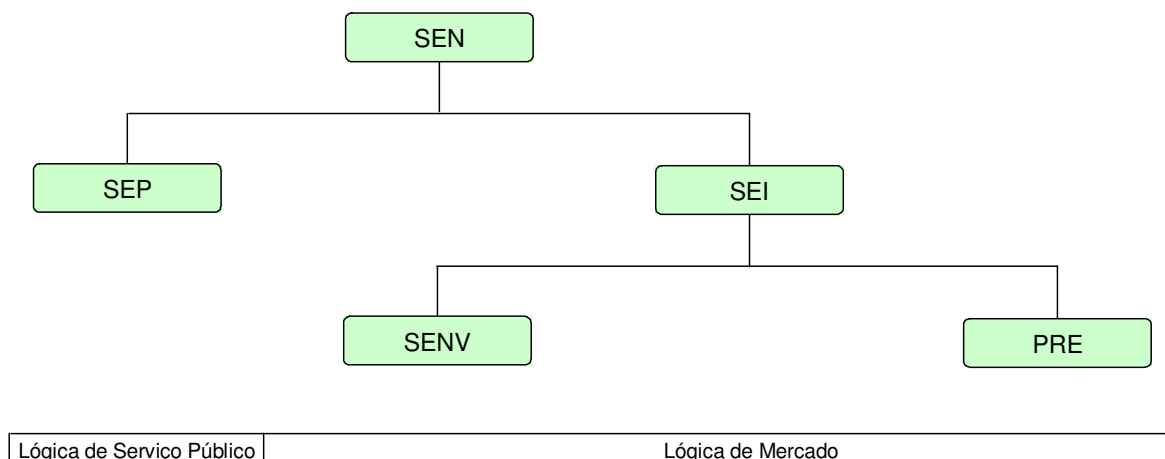


Figura 4. Modelo organizativo do sistema eléctrico

Os agentes económicos envolvidos no SEP incorporam na sua actividade dois aspectos basilares. Primeiro a obrigatoriedade de fornecimento de energia eléctrica com um patamar mínimo de qualidade de serviço, através da avaliação de quatro índices: o Tempo de Interrupção Equivalente da Potência Instalada (TIEPI), o Índice de Disponibilidade (ID), a Energia Não Fornecida (ENS) e o Tempo Médio de Interrupção (TIM). O segundo aspecto a considerar no serviço público é o princípio da uniformidade tarifária territorial, que determina que a energia eléctrica deverá ser fornecida sem qualquer influência da área geográfica para onde se destina incorporada no preço. Isto significa que, seja qual for a zona do país, a tarifa aplicável é sempre a mesma, Açores e Madeira inclusive, onde a actividade energética é mais dispendiosa devido à insularidade que estas regiões estão sujeitas. Outro aspecto decorrente deste princípio é a obrigatoriedade de fornecimento de energia eléctrica caso o cliente o deseje, independentemente dos custos que tal opção possa acarretar para o operador.

A relação entre os agentes assenta numa actividade de muito baixo risco, ou seja, os produtores exercem a sua actividade em regime de exclusividade, vendendo toda a electricidade produzida à concessionária da rede de transporte. Esta concessionária, a Redes Energéticas Nacionais (REN), na função de “comprador único”, celebra com os produtores contratos de aquisição de longo prazo, os chamados Contratos de Aquisição de Energia (CAE’s), assegurando o transporte da energia, através da Rede Nacional de Transporte (RNT), desde as centrais até à rede de distribuição. Da parte dos distribuidores, o processo é equivalente, ou seja, são celebrados contratos entre estes e a REN, de forma a que toda a energia transportada seja adquirida, sendo depois fornecida aos clientes vinculados, com tarifas e condições de venda definidos pela Entidade Reguladora para os Serviços Energéticos (ERSE).

Já quanto ao SEI, o que dita o seu funcionamento são as leis de mercado, onde do lado da produção e do lado da comercialização existe livre acesso ao mercado, que se quer concorrencial. Quanto às infra-estruturas de transporte e de distribuição, mediante o pagamento de tarifas de utilização, os produtores e os comercializadores poderão usar a rede do serviço público para a transacção da energia.

Em termos particulares, o SEI divide-se no SENV e na PRE, sendo que a diferença essencial incide no tipo de fonte de energia usado na produção de electricidade. Se no SENV, poderá ser considerado qualquer tipo de produção, na PRE são considerados apenas os produtores cuja fonte de energia seja a renovável e com uma potência instalada limitada a 10MW. Inclui-se nesta classificação as centrais mini-hídricas, a co-geração e outras renováveis como as eólicas, fotovoltaicas, etc.

Dada a especificidade que cada sistema apresenta, o regime de exercício altera-se consoante o caso, como se descreve de seguida:

		Sistema	Regime Exercício
PRODUÇÃO	Vinculada	SEP	Concurso Público
	Não Vinculada	Mercado	Autorização
	Regime Especial	Legislação Especifica	Licença
TRANSPORTE	Gestão e Operação da RNT	SEP	Concessão
DISTRIBUIÇÃO	Gestão e Operação da Rede de Distribuição (em AT e MT)	SEP	Licença em Exclusividade
	Gestão e Operação da Rede de Distribuição (em BT)	SEP	Subconcessão Municipal
COMERCIALIZAÇÃO	Regulada	SEP	Licença
	Não Regulada	Mercado	Licença

Quadro 1. Regimes de exercício dos sistemas eléctricos

Com esta organização sobressai, desde logo uma lógica *Dual* entre o sistema público e o sistema de mercado, sendo necessário garantir que os intervenientes presentes em ambos os sistemas tenham comportamentos equilibrados e justos, tendo sido atribuída à Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) as competências necessárias à regulação do SEP e o relacionamento comercial entre o SEP e o SEI. A tendência é a abertura total do mercado de electricidade e posterior integração com o mercado espanhol, com a consequente criação do Mercado Ibérico de Electricidade (MIBEL). No entanto, esta abertura do mercado não significa que os agentes de mercado tenham liberdade total para actuarem. De facto, segundo a Directiva 2003/54/CE¹ os Estados Membros podem impor às empresas do sector, obrigações de serviço público, de forma a salvaguardar o interesse económico geral.

¹ Directiva 2003/54/CE, de 26 de Junho, transposta para a legislação nacional pelo Decreto-Lei N.º 29/2006 de 15 de Fevereiro e consequente regulamentação

Estas obrigações podem ser:

- Definição de um patamar para o **preço do fornecimento**;
- Implementação de uma **qualidade de serviço** considerada adequada;
- Cumprimento dos valores definidos para a **segurança de abastecimento**¹;
- Garantia de **regularidade do fornecimento**;
- Defesa do **ambiente** dentro das respectivas esferas de actuação;

Apesar de estas obrigações de serviço público poderem ter o mérito de impor algumas regras nos mercados, estas podem implicar restrições à livre concorrência pelo que é possível que estas regras sejam redefinidas durante o processo de liberalização.

1.2 Fundamentos de Política Energética

Sendo a regulação um instrumento da política energética, apresenta-se neste capítulo algumas noções sobre esta matéria, de forma a situar o leitor para estas questões.

Segundo o dicionário², a Política Energética é “parte da política económica que trata do abastecimento, da transformação, da distribuição e dos usos da energia. A política energética deve ter em consideração, entre outras, as possibilidades e recursos nacionais e globais, a conservação (sobretudo das fontes primárias não renováveis) e a protecção do ambiente.”

Como se pode depreender da definição atrás referida, a política energética pode ser considerada como sendo um dos pilares na definição de uma política económica. Sendo um pilar essencialmente técnico-económico, a elaboração de uma política energética permite, através do uso das ferramentas apropriadas (como seja o caso de modelos previsionais de procura energética ou modelos de análise temporal), agregar e estudar dados que, de outra forma, não seriam convenientemente estudados, dada a sua complexidade, pela teoria económica clássica. Os dados usados para estes modelos têm origens muito diversas, como por exemplo, sociológicos, culturais e, os já referidos,

¹ Apesar de a legislação poder obrigar as empresas a cumprir um procedimento de segurança de abastecimento,

² APE 2001, 4

económicos. Estes são, aliás, os aspectos conceptuais que estão na origem de uma política energética.

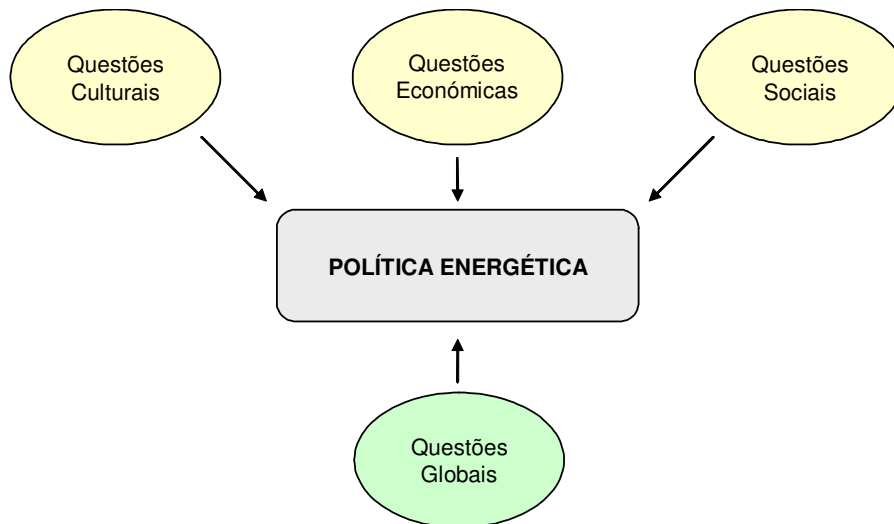


Figura 5. Aspectos conceptuais da política energética

Uma das suas principais características é o facto de só fazer sentido trabalhá-la em cenários de médio e/ou longo-prazo (normalmente as análises são realizadas para espaços temporais que vão dos 20 aos 50 ou mesmo 100 anos) onde factores como a demografia, crescimento (macro) económico, geografia do território e recursos naturais, entre outros, são condição essencial para se ter uma “ideia” do futuro.

Na sua essência, uma política energética está suportada em três pilares, os quais, dependendo dos objectivos de quem concebe a política, poderão ter uma importância superior em relação aos demais aquando da implementação das medidas basilares da política. São eles:

- Segurança de abastecimento;
- Ambiente;
- Eficiência energética.

Em termos históricos, a segurança de abastecimento tem sido, muito provavelmente, o principal pilar das políticas energéticas mundiais. Deve-se ter em atenção que o próprio conceito de política energética e a sua necessidade de aplicação

surge quando, após décadas de uso intensivo das energias primárias fósseis (como seja o exemplo do carvão e, posteriormente, o petróleo), se constata que estas energias são limitadas no seu uso, uma vez que o seu ciclo de formação não se enquadra no ciclo de vida da espécie humana, principal e única utilizadora deste recurso natural, ou seja, é um bem escasso. Após o uso despreocupado do carvão e, principalmente, do petróleo desde a revolução industrial é, em 1975, com o choque petrolífero criado pelos estados árabes, que a elaboração de políticas energéticas se torna prioritária para qualquer Estado soberano. De facto, até esta data, o petróleo não era considerado um factor de produção, com regras na sua utilização até que, agora é-lhe atribuído um valor económico com uma importância estratégica considerável, passando mesmo a ser um pretexto para o início de guerras entre Estados, como se verificou mais tarde na Guerra do Golfo, em 1991. Claro que, estes conceitos passam a ser aplicados não só ao petróleo mas a todas as fontes e formas de energia.

A questão ambiental começa a adquirir importância em meados dos anos 80, quando se começa a ter a percepção das consequências de diversos desastres ambientais. Acontecimentos como os mega derrames dos super-petroleiros, as chuvas ácidas decorrentes da emissão de gases tóxicos através da queima de combustíveis fósseis, o acidente nuclear na central nuclear de Chernobyl, na Ucrânia e a constatação científica da ocorrência de alterações climáticas levam os decisores políticos, muito pressionados pela opinião pública, a tomarem medidas para uma maior protecção ambiental nas suas políticas energéticas. Medidas como a obrigatoriedade de os petroleiros terem um casco duplo, reforçado de forma a conterem com mais eficácia os derrames, a colocação de filtros nas unidades emissoras de gases para conterem as partículas mais nocivas como o chumbo ou enxofre, o recentemente criado mercado do carbono, onde os Estados que rectificaram o acordo têm tectos para a emissão de gases com efeito de estufa, sendo punidos caso os ultrapassem, o programa de incentivos ao fecho de centrais nucleares com elevado risco de laboração, entre outras, demonstram bem a importância cada vez maior dada aos aspectos ambientais numa política económica.

O terceiro pilar das políticas energéticas mundiais, a eficiência energética, surge nos anos 90, altura em que os mercados energéticos, muito fechados e monopolistas, iniciam o seu processo de abertura, ou seja, dá-se a liberalização deste mercado. As práticas monopolísticas no sector da energia foram, até esta data, uma prática comum, aceite e mesmo incentivada pelos governos, uma vez que este sector sempre teve a necessidade de investimentos avultados, de grandes economias de escala, ficando assim

inserido nas políticas dos grandes investimentos públicos e, por outro lado, permitiam que um sector estratégico como a energia estivesse sob a alçada do Estado. Com a liberalização do sector, o Estado deixa de poder injectar dinheiros públicos, sem qualquer critério, para as empresas energéticas, criando sérias dificuldades no seu funcionamento. É neste cenário que surge a necessidade de se introduzir a eficiência energética para que o produto fornecido seja mais atraente para o consumidor no preço. Controlo mais apertado nos gastos de funcionamento e consequente racionalização, oferta de preços mais atraentes para o consumidor para manter as quotas de mercado e uma presença no mercado voltada para o consumidor são algumas das medidas que começam a ser postas em prática nas empresas incumbentes.

Na figura 6 está esquematizado este processo ao longo do tempo.

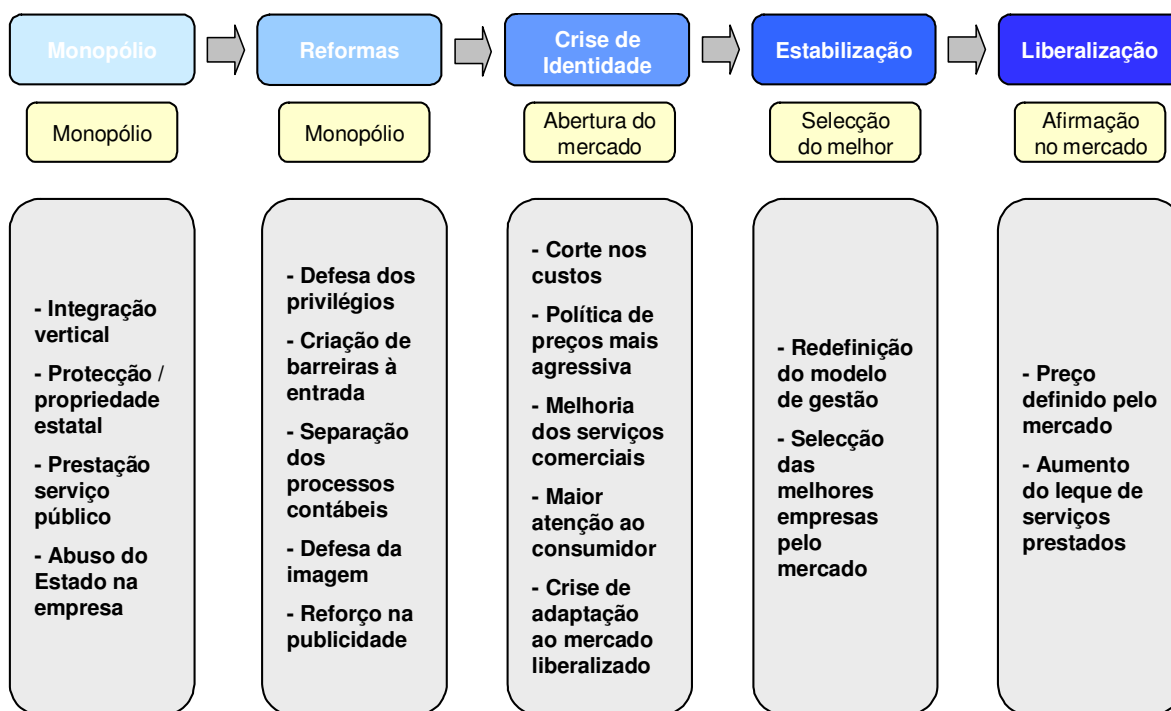


Figura 6. Comportamento dos operadores incumbentes na liberalização do mercado

É na forma como estes pilares são considerados na elaboração de uma política que se verificam as prioridades de cada poder executivo. Por exemplo, no Japão, cuja falta de recursos e condição geográfica (arquipélago) torna a obtenção de energia um processo mais complexo, a segurança de abastecimento torna-se primordial na política energética. No que diz respeito à Europa, a questão da segurança de abastecimento nunca se colocou como essencial uma vez que, pelos recursos que teve (carvão) e pela

centralidade nas rotas internacionais de abastecimento, colocou maior ênfase na protecção ambiental e mais recentemente, na eficiência energética, estando em curso diversos programas de incentivo à eficiência energética a par com o desenvolvimento das energias renováveis, numa tentativa de diminuir a dependência energética. No entanto, apesar deste exemplo, a tendência mundial é a de garantir a segurança de abastecimento como atesta bem o facto de nos Estados Unidos da América estar a ser discutido o início de exploração petrolífera nas reservas do Alasca, em detrimento da protecção ambiental, uma cada vez maior politização dos assuntos energéticos onde a eficiência energética é colocada em segundo plano e o facto de, depois de um longo interregno, os investimentos no nuclear estarem em crescendo em todo o mundo, mesmo na Europa. Estas escolhas têm, no entanto, que ser equilibradas. Desde que os assuntos energéticos têm sido alvo de uma atenção especial, principalmente nos *media*, que tem-se verificado algum exagero no seu tratamento. No início foi o carvão, uma fonte de energia que todos consideraram como sendo excelente e fenomenal para, mais tarde, esta classificação se ter virado para o petróleo. Actualmente é o gás natural a ser alvo dos maiores elogios e, para o futuro, já haja quem defenda que o hidrogénio é o substituto perfeito para todas as fontes de energia existentes. Este tipo de análise é algo que não pode, de forma alguma, ocorrer. A focalização das fontes energéticas é perigosa e leva a desequilíbrios, pelo que deverá existir sempre a preocupação de implementar um *mix* energético bastante variado, evitando possíveis constrangimentos no fornecimento energético. Assim, se é positivo e promissor ter uma quota de produção eléctrica com base nas energias renováveis, também convém ter presente que a existência de centrais a carvão (mais poluidoras) ou nucleares (com resíduos de alta toxicidade) permite às sociedades fazer face a situações de consumo que as primeiras não conseguem responder.

Sendo a política energética uma responsabilidade do poder executivo, este delega nos órgãos próprios a condução da mesma. Dois destes órgãos, que se encontram na 1ª linha de actuação nesta área são a Direcção Geral de Geologia e Energia (DGGE) e a ERSE.

A DGGE tem como principal responsabilidade conceber, fazer cumprir e seguir as linhas orientadoras definidas para a política energética, criando condições para que isso aconteça, devendo ter ainda uma função pedagógica junto dos consumidores (domésticos e industriais) para a compreensão das políticas em curso. Numa outra vertente, é um importante centro de estudos e estatística para os assuntos relacionados

com a energia. Dado o tema desta dissertação, não se irá aprofundar mais sobre este organismo.

Quanto à ERSE, a sua actuação é de importância crucial para os temas aqui discutidos. De facto, como o próprio nome indica, é por esta entidade que passam todos os aspectos relacionados com a regulação energética. A criação desta autoridade resulta da necessidade de garantir uma protecção cabal aos consumidores em aspectos como o preço da energia, serviços relacionados com a sua distribuição e a sua qualidade num quadro de abertura do mercado a novos operadores, para os quais é ainda garantido o acesso à rede de transporte, precavendo uma possível discriminação neste acesso. Um outro aspecto subjacente à sua criação foi a “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 regulação¹”. Com estes princípios em mente, são aplicados diversos modelos técnico-económicos de forma a caracterizar e a fundamentar as opções em aberto para o sistema energético.

Em suma, a actividade da ERSE visa colmatar as falhas de mercado, ou seja, quando as regras básicas da procura e da oferta não estão a funcionar como seria desejável, tendo uma actuação contínua sobre o mercado, através da elaboração e aplicação de normas e regulamentos, devidamente sancionados pelo poder político.

1.3 Princípios da Regulação

De uma forma geral e segundo a Organização para a Cooperação e Desenvolvimento Económico² (OCDE), “...a regulação económica consiste na imposição de regras emitidas pelos poderes políticos, 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 de preços, da produção ou da taxa de rentabilidade (lucros, margens ou comissões), a publicação de informações, as normas, os limiares de tomada de participação.”

¹ Decreto-Lei nº 97/2002

² Glossário de Economia Industrial e do Direito da Concorrência, OCDE

De uma forma geral, as empresas tendem ou desejam ter um comportamento monopolista, situação com a qual obtém lucros superiores com a produção de menores quantidades. Outro aspecto que, nestes casos ajuda a este comportamento, é o facto de o bem transaccional ser um bem quase inelástico¹.

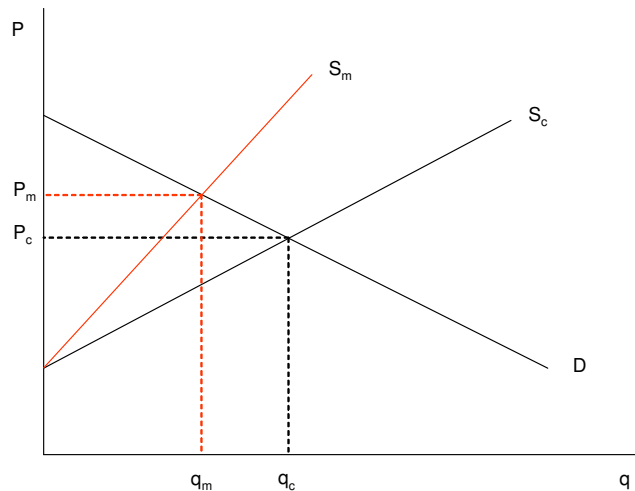


Figura 7. Curva da procura e da oferta para uma situação de concorrência perfeita e para uma situação de monopólio

Ora, no caso do sector da electricidade, dada a sua especificidade, a necessidade de existir um monopólio e, em particular, um monopólio natural, faz com que o regulador tenha como principal objectivo o de que o monopolista tenha um comportamento concorrencial.

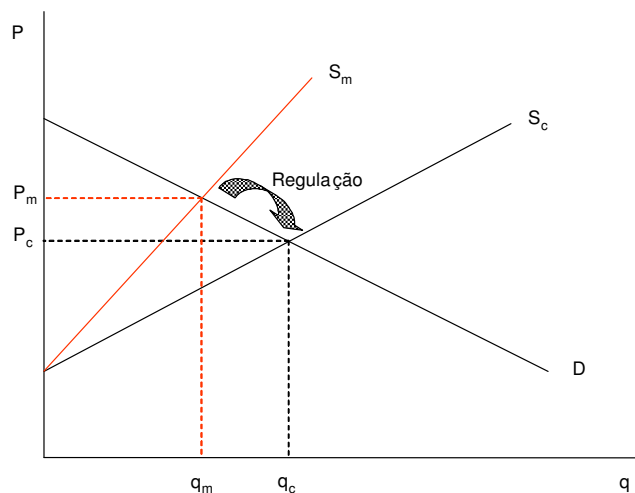


Figura 8. Consequência económica da regulação

¹ Diz-se que um dado bem é inelástico quando a quantidade procurada desse bem pouco ou nada reage às variações de preço.

No negócio da electricidade a regulação surge no seguimento da desverticalização das empresas do sector energético. Com esta operação, pretendeu-se que as redes de transporte e distribuição pudessem ser redes de livre acesso, mediante o pagamento de tarifas de uso e, por outro lado, tendo em conta que não é possível existirem várias empresas, cada uma a implementar linhas de transporte e/ou distribuição consoante as suas necessidades de crescimento, dada a insustentabilidade que tais acções criariam, para não falar nos custos ambientais e de planeamento territorial que acarreta, decidiu-se que estes sectores seriam monopólios naturais com o seu negócio regulado pela entidade independente criada para o efeito, neste caso, a ERSE.

Se em primeira análise, esta tarefa afigura-se como sendo “fácil” para o regulador, com um olhar mais atento verifica-se que a tarefa do regulador é um pouco mais complexa. Note-se que as *utilities* estão inseridas num sector com economias de escala muito fortes, apresentando uma estrutura de custos mais rígida.

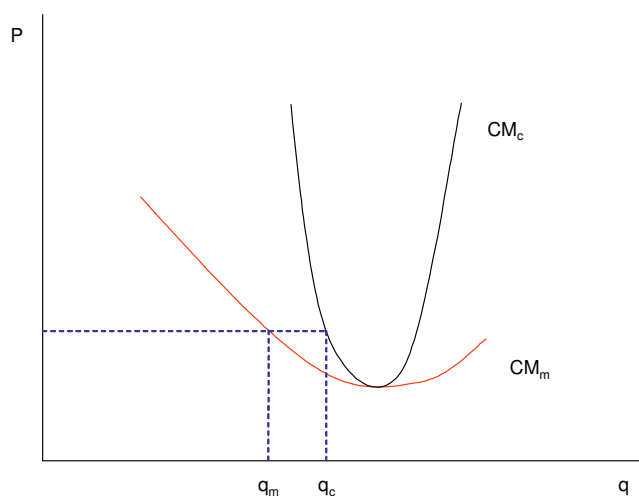


Figura 9. Variação do custo médio (CM) num mercado concorrencial e num monopolista

Como se pode verificar com a estrutura de custos apresentada pelo monopolista, a quantidade produzida para um dado preço é menor do que a produzida por uma empresa inserida num mercado concorrencial, prejudicando o consumidor. Apesar deste facto ser público e assumido, a verdade é que o regulador não pode, de um momento para o outro, mudar o preço do bem, neste caso a electricidade. Dada a estrutura de custos apresentada por estas empresas uma mudança brusca nas tarifas praticadas pode levar o monopolista à falência. Assim sendo, apesar de a intervenção ideal ser um preço

do bem igual ao custo marginal¹ (CMg), na prática o regulador objectiva-se em conseguir que o preço seja igual ao Custo Médio de Longo Prazo² (CMLP).

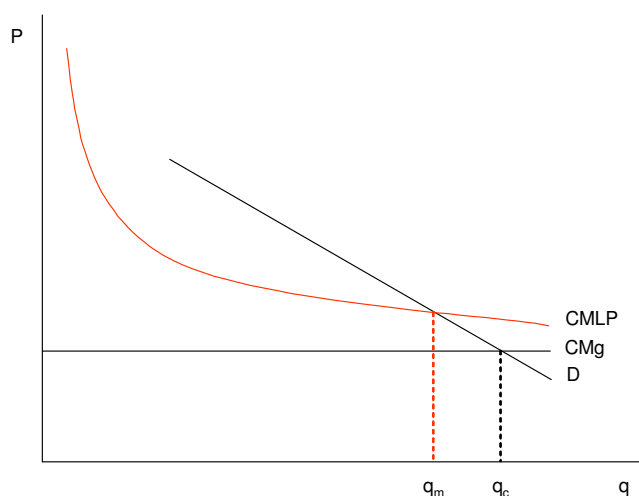


Figura 10. Objectivo num mercado concorrencial e objectivo do regulador

O exemplo atrás descrito pode ser classificado como sendo um tipo de barreira à entrada³ de novos agentes para a formação de um mercado concorrencial, ou seja, uma barreira económica. Esta é, aliás, uma das situações que podem surgir numa indústria⁴, a qual se junta a outras duas, a inexistência de qualquer barreira, e aí o problema do mercado poderá ser outro ou a existência de barreiras legais, situação essa muito vulgar no sector energético e que está relacionado com o facto de as empresas terem as concessões sobre a actividade exercida, muitas vezes em regime de exclusividade.

¹ Na teoria económica, quando os agentes estão inseridos num mercado concorrencial, estes não têm a possibilidade de decidir o preço (p) mas, isso sim, são tomadores de preço (*price taker*) o qual é fixado pelo mercado. Considerando o equilíbrio de maximização do lucro, ponto até ao qual vale a pena produzir, obtém-se que $p=CMg$.

² Colocando estas questões num âmbito de longo prazo, o regulador consegue “dar” tempo aos agentes para a sua adaptação.

³ Um dos maiores entraves à criação dos mercados ditos concorrenciais são as chamadas barreiras à entrada de novos agentes. Sendo de vários tipos, estas barreiras impedem que outros operadores possam usar os seus argumentos para vender os seus bens, ficando arredados dos rendimentos que a sua presença poderia representar. Para além disso, o consumidor acaba por não poder ter mais uma possibilidade de escolha.

⁴ Em economia, o termo “indústria” representa o conjunto de todas as empresas que operam no mercado de um dado bem.

Situações de Mercado	Exemplo
SEM BARREIRAS	
BARREIRAS À ENTRADA	
BARREIRAS LEGAIS	<ul style="list-style-type: none"> • Contratos de concessão; • Contratos de fornecimento exclusivos de longa duração (comum para o gás natural).
BARREIRAS ECONÓMICAS	<ul style="list-style-type: none"> • Acesso ao crédito; • Economias de escala; • Diferenciação do produto; • Vantagens absolutas de custos (acesso privilegiado às matérias primas); • Publicidade.

Quadro 2. Tipos de barreiras à entrada e exemplos

Estas barreiras à entrada são tanto mais graves quando derivam duma estratégia de *rent-seeking*. Alguns especialistas em economia argumentam que as empresas incorrem em custos de forma a desenvolverem acções de implementação de uma protecção às suas actividades, com o objectivo de obterem o benefício de uma renda. Este comportamento gera perdas e ineficiências levando a uma degradação da indústria. Mas este tipo de comportamento não é o único pensado para a protecção das práticas monopolistas. Outras há, como a captura do regulador, os grupos de interesse e a burocracia, concebidas para o mesmo fim. A primeira, a captura do regulador, resulta do facto de este estar sempre dependente da informação que consegue obter (ou que lhe dão) das empresas a qual, pode ser apresentada de tal forma que o regulador torna-se incapaz de a trabalhar e com isso identificar e eliminar práticas menos correctas, podendo mesmo chegar à situação de o regulador, de acordo com as informações em sua posse, implementar medidas que beneficiam os próprios monopolistas. Quanto aos grupos de interesse, mais conhecido pelo termo saxónico de *lobbys*, é uma estratégia usada em muitas situações e objectiva-se na constituição de grupos de pressão para influenciar o poder político (através da alteração da legislação) ou o regulador em proveito próprio. Os grupos de interesse podem ser de diversos tipos, podendo ir das empresas aos próprios consumidores (p.ex. contestação das populações com um forte aumento de preço da energia, mesmo que devidamente justificado). Por último a

burocracia, um tipo muito particular (dentro do Estado) de grupos de interesses que, inserido na estrutura estatal, tem todas as ferramentas e informação para desviar o caminho traçado pelo poder executivo ou pelo regulador.

É então neste contexto que o regulador tem de intervir. E de que forma vai ele intervir? Quais as suas funções neste panorama?

De uma forma geral, o regulador pode também ser classificado de promotor. Promotor da participação dos agentes envolvidos, dos debates das regras de regulação, da transparência no relacionamento regulador ↔ regulado, através da aplicação de regras inequívocas e, por último, promotor da estabilidade, tornando a actuação previsível. Com esta actuação, espera-se um aumento do desempenho das empresas reguladas acompanhado do aumento da satisfação dos consumidores.

Apesar de todos os instrumentos e responsabilidades serem de grande importância, existe uma área de actuação do regulador que, de facto, se reveste de uma importância acrescida, ditando um elevado grau de poder sobre as empresas do sector e sobre os consumidores. A definição das tarifas do sistema nacional eléctrico. Deve-se ter em atenção que são estas tarifas que irão permitir ganhos de eficiência nas empresas, manter um preço justo nas operações de compra e venda de energia e os valores adequados para as tarifas de uso da rede e, tudo isto sem esquecer o consumidor final que, não querendo pagar muito pelo serviço, também não pode ficar com a ideia – errada – de que a electricidade é um bem barato, podendo fazer um uso sem qualquer preocupação de eficiência.

Da mesma forma que num mercado de consumo existe a possibilidade de representar graficamente o comportamento da oferta e da procura, podendo dessa forma obter o preço de mercado de um bem, também para a actividade regulatória é possível construir um gráfico análogo, determinando dessa forma a melhor regulação.

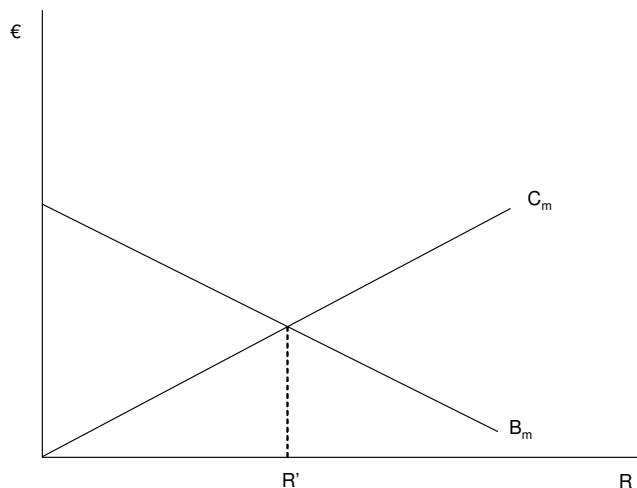


Figura 11. Comportamento para a actividade regulatória

Nesta situação, considerando o custo marginal da regulação (C_m) e o benefício marginal da regulação (B_m) com uma variação ao longo do eixo das abcissas onde se representa a intensidade da actividade regulatória (R) é possível determinar o nível óptimo da actividade regulatória (R') através da análise da intersecção entre o C_m e o B_m . Mais uma vez, verifica-se que a regulação procura um nível óptimo de intervenção para obter um nível óptimo de eficiência no sector.

Para se obter estes níveis óptimos de regulação e, ao mesmo tempo, obter os tais ganhos de produtividade e manter as redes com a devida atenção, os reguladores usam dois sistemas regulatórios alternativos:

1. Regulação por Taxa de Rendibilidade (Rate of Return Regulation – ROR);
2. Regulação IPC-X (RPI-X Regulation).

No primeiro caso a intervenção do regulador incide sobre a margem de rendibilidade, ou seja, os proveitos da actividade são determinados com base numa taxa de remuneração dos capitais fixada pelo regulador. Assim, a empresa tem toda a liberdade para fixar, como bem entender, o preço do bem desde que os seus proveitos não tenham uma taxa de rendibilidade superior à fixada pelo regulador. Quanto à regulação IPC-X, o regulador estabelece um contrato com a empresa do sector onde está definida a regra a aplicar para o cálculo do preço máximo por cada período. Outro aspecto bastante importante neste método é a possibilidade de incluir nesta regra um

factor de produtividade, o qual “obriga” a empresa a, de ano para ano, introduzir e demonstrar ganhos de eficiência na sua organização.

Regulação por taxa de rendibilidade

Este sistema apresenta três princípios básicos na sua concepção:

1. A taxa de remuneração é estabelecida através de uma expressão matemática, para um período estabelecido e combinado previamente.

$$R = B \times r + CO + d \quad 1$$

Onde:

R – Remuneração permitida pelo regulador

B – Capital investido para cumprir o serviço regulado

r – Remuneração justa do capital investido → Custo do Capital da Empresa

CO – Custos operacionais líquidos de amortizações resultantes do serviço regulado

d – Custos de amortização do capital investido

Por outro lado, o Custo do Capital da Empresa define-se como:

$$r = CoC = R_D \frac{D}{CP + D} + R_{CP} \frac{CP}{CP + D} \quad 2$$

Onde:

R_D – Taxa de juro da dívida

R_{CP} – Rentabilidade do capital próprio

CP – Capital próprio

D – Dívida

Se no caso da taxa de juro, esta deriva das condições conseguidas junto do credor, já a rentabilidade do capital próprio pode ser determinado da seguinte forma:

$$R_{CP} = R_f + \beta(R_m - R_f) \quad 3$$

Onde:

R_f – Taxa de juro de activos sem risco

β – Variabilidade das acções da empresa face às variações do mercado

R_m – Rentabilidade do mercado

2. Devido à possibilidade de discriminação de preços entre produtos, consumidores ou ao longo do tempo, é necessário estabelecer regras claras e inequívocas na estrutura de preços relativos estabelecidos na equação 1.
3. Fixação do período de implementação deste sistema, definido como **período regulatório**. No caso particular do sistema eléctrico português, este período é de três anos.

Para este método, há certos aspectos que devem ser ponderados pelo regulador:

Vantagens	Desvantagens
Accionistas recebem em função dos seus investimentos	Não oferece incentivos à redução de custos
Não permite lucros excessivos	Grandes variações nos custos
Oferece incentivos ao investimento	Conduz ao sobreinvestimento

Quadro 3. Vantagens e desvantagens, na óptica da sociedade, da regulação por taxa de rentabilidade

De uma forma geral, a definição de proveitos para um ano é realizada da seguinte forma:

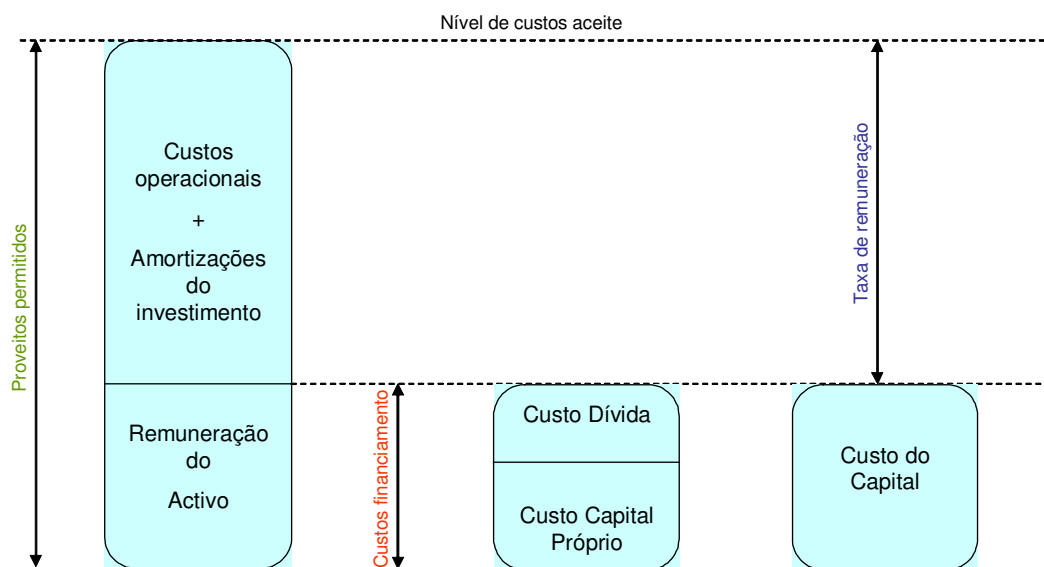


Figura 12. Esquema de funcionamento da regulação por taxa de rentabilidade

Regulação IPC-X (regulação baseada no preço)

Neste caso, a regulação assume a forma de um contrato entre regulador e regulado, onde está estabelecido o preço máximo que a empresa poderá praticar. Para o cálculo do preço máximo, o regulador terá em conta dois aspectos:

1. IPC – Índice de preços no consumidor, permite conhecer a taxa de crescimento esperada para um dado nível de inflação
2. X – Factor de eficiência

Como é facilmente perceptível, neste método de regulação, a definição do valor de X acaba por ser o cerne do estudo e o aspecto fundamental para a justificação das tarifas a praticar. Daí que sejam usadas diversas ferramentas para a obtenção desta variável.

Assim, são três, as fontes de informação analisadas nesta fase:

1. Determinação da fronteira de eficiência
2. *Benchmarking*
3. Análise de tendências

Para a determinação da fronteira de eficiência o regulador recorre a estudos econométricos e, principalmente, o *Data Envelopment Analysis (DEA)*, uma técnica de programação matemática que permite avaliar a eficiência relativa de uma amostra de unidades homogêneas na transformação de recursos (*inputs*) em resultados (*outputs*). De salientar que esta técnica permite trabalhar com n variáveis, tantas quantas as necessárias ou existentes para um estudo aprofundado.

Nesta técnica, há quatro conceitos associados:

1. Através dos dados existentes sobre o mercado em estudo, define-se uma fronteira de produtores ótimos, denominada fronteira de eficiência;
2. Considera-se produtor eficiente, aquele que se encontra na fronteira de eficiência;
3. Do lado oposto, o produtor situado distante da fronteira de eficiência considera-se um produtor ineficiente;
4. Um produtor é tanto mais ineficiente quanto mais afastado estiver da fronteira de eficiência.

O conceito de fronteira de eficiência resulta dos estudos de Pareto-Koopmans onde “um produtor encontra-se na fronteira se nenhum *output* poder ser aumentado sem que nenhum outro *output* seja reduzido ou que nenhum *input* possa ser reduzido sem que nenhum outro *input* seja aumentado ou que nenhum *output* seja reduzido.” Com a avaliação DEA é assim possível identificar os produtores ineficientes e permite caracterizar os *inputs* e *outputs* da sua actividade e, com isto, determinar quais *inputs* devem ser reduzidos ou quais *outputs* devem ser aumentados para melhorar a situação do produtor.

Com a utilização desta técnica é possível:

- Medir a eficiência média do sector de actividade considerado;
- Quantificar e qualificar, a eficiência de cada produtor;
- Criar um *ranking* de eficiência entre os produtores;
- Identificar quais os factores responsáveis pela ineficiência;
- Definir estratégias para obtenção de índices de eficiência superiores.

Em toda a metodologia, a representação gráfica permite que se tenha uma perspectiva clara do “funcionamento” da técnica.

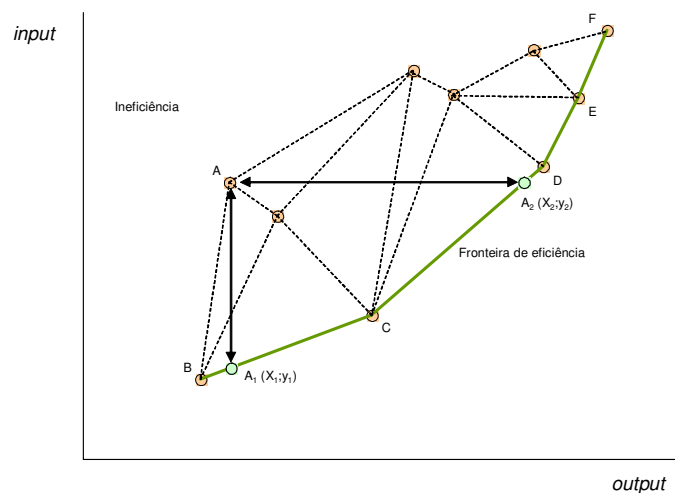


Figura 13. Determinação do factor X - DEA

Analisando o gráfico, pode-se concluir que, por exemplo, o produtor A é o mais ineficiente do sector, sendo necessário apresentar um *input* de Y_1 ou um *output* de X_2 para se tornar (mais) eficiente.

Apesar das claras vantagens que esta técnica apresenta, há dois aspectos para os quais é preciso ter algum cuidado, de forma a evitar interpretações erradas. Primeiro, esta ferramenta sustenta-se na comparação entre produtores logo, caso todos sejam ineficientes, os menos ineficientes são considerados eficientes. Segundo, é imprescindível uma escolha criteriosa dos *inputs* e *outputs* para retractor bem o sector.

Outra ferramenta bastante utilizada é o *benchmarking* que, através de estudos comparativos entre o regulado e outros agentes que actuam em mercados similares, permite que o regulador possa determinar e aplicar regras que conduzam o regulado

para níveis de eficiência idênticos aos melhores. Por razões óbvias, esta ferramenta não se confina apenas ao território nacional mas a todos os mercados externos onde os índices de eficiências sejam um objectivo a alcançar.

Por último surge a análise de tendências que, à semelhança do que é feito com a DEA, através de dados concretos retirados do mercado é possível traçar comportamentos expectáveis para o sector e daí partir para a definição do factor X.

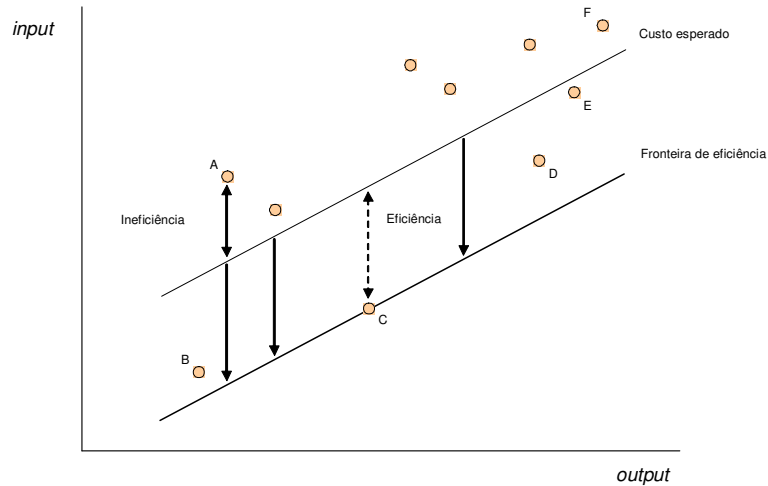


Figura 14. Determinação do factor X - Regressão

Com todos os dados conhecidos, é então possível ao regulador calcular a tarifa que melhor se adequa aos objectivos definidos para o sector onde o regulado está inserido.

Tendo por base a expressão:

$$P_t = P_{t-1} \times \left[1 + \frac{IPC_{t-1} - X_t}{100} \right] \quad 4$$

Onde:

P_t – Preço médio no ano t

P_{t-1} – Preço médio no ano t-1

IPC_{t-1} – Índice de preços no consumidor no ano t-1

X_t – Potencial de melhoria da produtividade no ano t

O regulador fixa o preço para o ano de início do período o qual vai diminuindo à medida que este período de regulação vai decorrendo, tendo como base de fundamentação os ganhos de produtividade e eficiência calculados pelos métodos atrás referidos.

Mais uma vez, também este método apresenta pontos fortes e pontos fracos, na óptica da sociedade, aquando da sua aplicação:

Vantagens	Desvantagens
Custos são contratados / Risco do lado do regulado	Subinvestimento / Decréscimo da qualidade de serviço
Exige menos informação	Muito dependente de variações exógenas (inflação, taxas de câmbio, procura) / Falta de robustez
Induz ganhos de eficiência	Custo capital exigido pelos accionistas é mais elevado

Quadro 4. Vantagens e desvantagens, na óptica da sociedade, da regulação por preço máximo

O modelo de funcionamento da regulação pelo preço máximo pode ser esquematizado da seguinte forma:

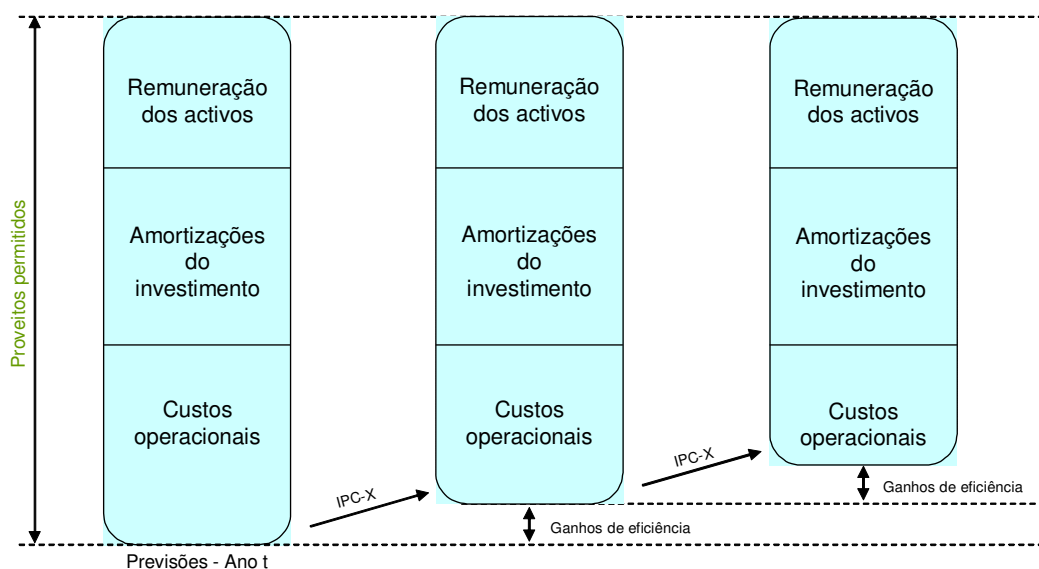


Figura 15. Esquema de funcionamento da regulação por preço máximo

Em complementaridade, o regulador também incentiva o operador da rede de transporte à:

- Promoção do desempenho ambiental

E o operador da rede de distribuição à:

- Redução do nível de perdas de energia energética;
- Melhoria da qualidade de serviço na rede de distribuição;
- Promoção do desempenho ambiental;
- Promoção da gestão da procura.

Através destes expedientes, o regulador implementa uma política de controlo de custos sem descuidar da segurança das redes e mantendo uma qualidade de serviço elevada. Do lado do regulado, perante o risco de insolvência em que poderia incorrer, com uma estratégia de abertura total e imediata do mercado, o regulador consegue manter um equilíbrio nos resultados da empresa.

2 *MERCADO ELÉCTRICO INGLÊS*

A escolha do mercado eléctrico do Reino Unido deve-se ao facto de este ter sido um mercado pioneiro, na Europa, na introdução de concorrência num sector tão sensível e estratégico como é o da energia. Num processo delineado e implementado pelo Professor Stephen Littlechild, ficou estabelecido, entre outros, a obrigação legal de aquisição da energia dos produtores independentes, reestruturação e privatização das empresas do sector e criação de um mercado grossista (*Pool*) para a compra e venda da energia.

2.1 *Estrutura organizacional do mercado eléctrico pré-liberalizado*

Em termos de estrutura organizacional, o mercado inglês apresenta, até ao início de 1990, uma divisão territorial, cada qual com os seus fornecedores de energia (*Energy Supply Industries* - ESI). Assim, o território está dividido em três grandes regiões, a que compreende a Inglaterra e o País de Gales, outra com a Escócia e finalmente a Irlanda do Norte com a empresa *Central Electricity Generating Board* (CEGB) a controlar a região de Inglaterra e Gales, as empresas *The North of Scotland Hydro-Electric Board* (NSHEB) e *South of Scotland Electricity Board* (SSEB) responsáveis, respectivamente, pela região norte e sul da Escócia e, por último, a *Northern Ireland Electricity* (NIE) que opera na Irlanda do Norte.

Todas estas empresas, até à implementação do mercado liberalizado, operavam em regime de exclusividade nos seus mercados, detendo o monopólio de todas as operações, não existindo qualquer tipo de concorrência entre eles.

Em termos de organização interna, cada uma destas empresas apresenta uma integração vertical, estrutura típica de estruturas monopolistas, com capacidade instalada para a produção, transporte, distribuição e comercialização de energia eléctrica. No caso particular da produção verifica-se que tanto a CEGB como a NIE detêm capacidade de produção térmica, hídrica e nuclear enquanto que no caso dos operadores da Escócia houve a preferência de uma divisão clara entre as empresas, cada qual com o seu *portfolio* de produção, hídrica na NSHEB e térmica para a SSEB.

No que diz respeito às redes de transporte e de distribuição a CEGB dominava claramente a rede de transporte, com grande poder de decisão a jusante, ficando a rede de distribuição a cargo de 12 empresas que, localmente, completavam a cadeia de valor do produto.

Nesta estrutura de mercado, em que os agentes detinham um grande poder de decisão, a todos os níveis, não houve espaço para a existência de uma entidade autónoma capaz de contrariar práticas menos correctas. De facto, até esta altura, ao nível do Estado, eram vários os organismos com competências para intervirem no mercado de electricidade, mas nenhuma delas com a força necessária para promover e aplicar alterações profundas no mercado. Por outro lado, uma vez que o Estado também era o accionista maioritário das empresas eléctricas, a sua intervenção no mercado partia essencialmente desta posição accionista e não tanto dos vários organismos dispersos.

É pois, perante esta organização, que se tornara ineficiente e após dois processos de liberalização de sucesso, em duas grandes empresas estatais, a British Telecom (em 1984) e a British Gas (em 1986), chegou o momento de aplicar os princípios da liberalização ao mercado de electricidade pelas mãos da Primeira-Ministra Margaret Thatcher, em 1989, com a publicação do *The Electricity Act 1989*, conhecido como *Act*, na sequência do que já tinha sido publicado em 1988 com o *Privatising Electricity*, onde tinham sido apresentadas as primeiras indicações de como se pretendia que se efectuasse a implementação do mercado liberalizado.

2.2 Liberalização do mercado eléctrico: razões, pressupostos e implementação

Apesar de se poderem dar várias razões para se ter dado início ao processo de liberalização, o factor decisivo para que tal tenha acontecido foi a procura de índices de eficiência mais elevados, de forma a tornar as *utilities* competitivas à luz da teoria económica, uma vez que só assim seria possível estas empresas sobreviverem num mercado cada vez mais global, deixando ainda o Estado de ter a “obrigação” de injectar capitais nos operadores.

A liberalização do mercado eléctrico inglês dá-se numa altura de grande incerteza quanto às fontes de energia primária, como seja o caso do carvão e do

petróleo¹, desenvolvimentos ao nível da produção de energia por via nuclear e de avanços tecnológicos consideráveis na área do gás natural, permitindo a utilização de mais uma fonte de energia. Com isto, perante tamanhas incertezas e desenvolvimentos, o Governo britânico determinou que a liberalização iria ocorrer obedecendo à seguinte premissa, de forma a evitar um choque no mercado, o qual poderia prejudicar gravemente os operadores. A premissa considerada pelo Estado foi a de que a liberalização deveria ter em consideração os grandes investimentos que se fizeram ao nível da produção eléctrica a partir do carvão e a partir do nuclear, qualquer um com fortes economias de escala, cujos investimentos avultados obrigam à sua utilização constante para amortizar o investimento. O Estado determinou então que os principais produtores de electricidade teriam que celebrar contratos de fornecimento de carvão com a companhia estatal de exploração de carvão e celebração de contratos entre os produtores² e os operadores regionais³ de distribuição de electricidade. Com isto, consegue-se manter em actividade a indústria do carvão, significando também uma menor dependência em relação ao exterior e os produtores de electricidade, surgidos de um processo de cisão da CEGB conseguem escoar o seu produto ao melhor preço para amortizar os investimentos realizados. Apesar desta forte componente proteccionista aos incumbentes, estas medidas foram pensadas para uma aplicação transitória, de tal forma que, em 1993, a produção eléctrica a partir do carvão caiu cerca de 13% em detrimento, essencialmente, do gás natural, tecnologia bastante popular entre os novos entrantes que, ao usufruírem de uma tecnologia com uma implementação modular, com tempos de construção curtos, investimentos mais económicos e alta eficiência, conseguiam taxas de rentabilidade bastante interessantes.

Em termos práticos, a liberalização do mercado de electricidade no Reino Unido assentou em cinco medidas nucleares.

¹ No subsector mineiro do carvão, acontecimentos como as greves de 1974 e de 1984/85 fizeram com que a preocupação do abastecimento deste combustível fosse maior, sendo cada vez mais consensual a necessidade de se proteger e dar prioridade ao carvão britânico. No caso do petróleo, as crises petrolíferas na década de 70 e início dos anos 80 relançou a necessidade de criar mecanismos de independência em relação aos grandes produtores.

² Quer a produção térmica (carvão), quer a produção nuclear foram consideradas nestas regras de liberalização

³ No mercado inglês desde sempre existiram comercializadores de último recurso, nesta fase com a designação de *Regional Electricity Companies* – REC's

A saber:

1. Desverticalização da cadeia de valor associada à CEGB, com a consequente criação de um novo operador para a rede de transporte de electricidade – *National Grid Company* (NGC), com competências ao nível do investimento e manutenção da rede, e com obrigações ao nível das tarifas de acesso à rede por terceiros, as quais devem ser iguais para todos e transparentes ao nível dos critérios associados à sua definição;
2. Da desverticalização resultou a criação de uma separação da produção do resto. Ao nível da produção, esta foi separada em três empresas diferentes, a *National Power* (NP) e a *PowerGen* (PG), com uma produção a partir de energias fósseis como o carvão ou o petróleo e a *Nuclear Electric* (NE), com produção originada da energia nuclear e com o Estado a apresentar-se como accionista maioritário;
3. Criação das empresas regionais de electricidade, as REC's (segundo sigla inglesa), as quais têm total controlo sobre as redes de distribuição de electricidade mas com limitações ao nível da comercialização final, o que introduz concorrência no mercado;
4. Para além da existência dos contratos bilaterais entre produtores e compradores de electricidade, foi criada uma nova possibilidade para as trocas comerciais da electricidade, a bolsa ou *Pool* (termo em inglês) onde, através das regras de mercado concorrencial, produtores e compradores vão negociar os valores de compra e venda da energia, esperando-se que, com este mecanismo, se crie uma pressão para redução do preço da electricidade;
5. Por último, mas não menos importante, criação de uma nova entidade cuja finalidade é a de introduzir e manter em vigor diversos instrumentos regulatórios de forma a controlar, essencialmente, preços e qualidade de serviço. A esta entidade, *Office of Electricity Regulation* (OffER), foi-lhe assim atribuída uma responsabilidade de regulação económica, algo completamente inédito no sector energético.

É pois, com este conjunto de regras que se dá início a um processo de liberalização que serviu de exemplo e de catalizador para o que iria acontecer no resto do continente europeu.

Os resultados destas medidas foram imediatos, com um grande crescimento da capacidade de geração a partir do gás natural¹, privatização de grande parte da capacidade de produção através da energia nuclear, aberta a todos os interessados e uma cada vez menor capacidade dos incumbentes de ditar as regras do mercado (bem visível no desinvestimento que estes fizeram desde o início com a sua capacidade de geração através das energias fósseis. Este processo culmina em 2001 com a criação e implementação de um novo mercado grossista de electricidade para substituir o original *Pool*, ou seja, o *New Electricity Trading Arrangments* (NETA), aproximando as suas características de negociação ao que se praticava com os já existentes mercados de *commodities*, como seja o exemplo do *New York Mercantile Exchange* (NYMEX) ou do *London Mercantile Exchange* (LME), possibilidade de as empresas geradoras poderem deter activos nas redes de transmissão (algo que seria impossível até ao momento) e alargamento das competências do regulador do sector eléctrico Offer para o sector do gás (com um forte desenvolvimento nesta fase), com a consequente redenominação para *Office of Gas and Electricity Markets* (OfGEM).

Ao nível da cadeia de valor, olhe-se agora para as várias etapas para se ter noção do que ocorreu.

Produção

Com o início do processo de liberalização houve um incumbente particularmente afectado, o CEGB. De facto, esta empresa “viu” os seus activos na geração eléctrica, não nuclear, serem divididos, tendo sido criadas duas novas empresas em substituição da CEGB. É nesta altura que nasce a NP e a PG. No entanto esta divisão da capacidade de geração não se ficou por aqui, uma vez que estas novas empresas estavam obrigadas a desinvestir na sua capacidade de geração através da alienação de 6.000 MW desta capacidade para novos operadores ou outros já existentes mas com menores dimensões. Quanto à capacidade de produção por via do nuclear ficou nas mãos de um terceiro

¹ Com taxas de eficiência muito superiores e custos de implementação e manutenção inferiores aos praticados para a geração a partir do carvão, este tipo de geração torna-se aliciante para um mercado concorrencial onde a pressão para obtenção de lucros aliada à diminuição do preço do bem ditam as regras.

operador, o NE que, apesar de ficar beneficiado por ficar com uma fatia muito importante da produção, seria este o modelo necessário para manter os fortes investimentos necessários para este subsector.

A par deste desinvestimento em capacidade de geração a partir do carvão e do petróleo, deu-se o incentivo à produção de electricidade utilizando uma nova tecnologia com taxas de eficiência bastante interessantes, o ciclo combinado, que faz uso do gás natural, estando o licenciamento para a exploração destas centrais condicionado às empresas eléctricas de âmbito regional e à produção independente. Com isto, dotava-se estas empresas de capacidade de geração e de capacidade concorrencial junto dos grandes operadores do mercado.

Transporte

A área do transporte de energia eléctrica em MAT, compreendendo as tensões de 400 kV e de 275 kV ficou sob a responsabilidade da NGC com um estatuto de monopólio natural e cuja actividade é regulada pelo Offer entretanto criado. Outro aspecto relevante na organização desta empresa ocorre ao nível da estrutura accionista. Aqui, o Estado criou um sistema que lhe permitia atingir dois objectivos:

1. Manter o controlo da estrutura que regia toda a rede de transporte;
2. Evitar que algum dos outros operadores do mercado ganhasse uma posição de relevo.

É então que se cria a NGC Holding em cuja estrutura accionista se encontravam as várias empresas regionais de electricidade não sendo, no entanto, possível que cada uma fosse detentora de uma quantidade de acções acima dos 14,9%. Com esta organização, única na Europa, o Estado cria uma ligação estreita entre o sector do transporte e o sector da distribuição e onde aspectos como o livre acesso à rede e a sua gestão eficiente ficam garantidos.

Distribuição

O elo da cadeia de valor agora apresentado só começou a ser assim considerado precisamente após este processo de liberalização. De facto, até este momento, as unidades de distribuição das *utilities* tinham duas competências distintas. Por um lado, todos os aspectos relacionados com a rede eléctrica de distribuição, como seja o caso do seu planeamento e implementação, operações de despacho e condução¹ e a sua manutenção (reparação de avarias, substituição de materiais e reforços de potência, entre outros) e, a jusante, competências ao nível da relação comercial com o consumidor final. Ora, esta possibilidade de, a mesma unidade, poder gerir a rede e comercializar, permitia a obtenção de vantagens únicas ao nível da captação e manutenção de clientes, tornando a entrada de novos operadores mais complicada e difícil.

É tendo em conta estes factos que a partir de 1990 fica consagrada a separação efectiva entre a actividade de gestão da rede de distribuição e a actividade de comercialização sendo, apesar de tudo, ainda possível, a empresa de distribuição ter alguma actividade de venda de energia eléctrica.

Assim, criou-se a figura das *Regional Electricity Companies* (REC's), doze no total, as quais são detentoras de licenças de exploração, as denominadas *Public Electricity Supply* (PES), emitidas pelo Estado e delimitadas geograficamente, para as quais seria obrigatório seguir algumas premissas para salvaguardar o interesse público:

- Não discriminação de fornecimento, ou seja, todo e qualquer agente de mercado que pretendesse adquirir energia eléctrica, teria direito à sua aquisição sem restrições, excepto, claro está, numa situação de falta de oferta;
- Obrigatoriedade em firmar contratos com um mínimo de duração de 3 (três) anos com os produtores, cuja fonte de energia fosse o carvão, de forma a proteger o sector da extracção de carvão;
- Retirando a necessidade em contratualizar a aquisição, as REC também estavam incumbidas de adquirir energia proveniente das centrais nucleares;

¹ Numa rede eléctrica (seja de transporte, seja de distribuição) é através destas operações que se efectua a gestão de carga nas linhas e nos postos de transformação, assim como quais as centrais de origem dessa energia. Por exemplo, caso haja um ponto de ligação sem energia eléctrica, é através do despacho e condução que se consegue obter carga, doutro ponto de ligação de forma a restabelecer a ligação ou, tendo em conta a disponibilidade das centrais de produção, gere-se qual a melhor opção para alimentar a rede.

- Produção com origem em energias renováveis e aprovadas pelo governo também teriam colocação no mercado com alguma prioridade.

Com estas medidas, o governo pretende essencialmente evitar a importação de energia eléctrica e/ou matérias-primas para a produção de energia, privilegiando a produção própria. Paralelamente, através da não discriminação, garante que nenhum agente inserido na indústria ou com interesse em integrar fique de fora da comercialização do bem electricidade.

Comercialização

Como foi referido anteriormente, com a liberalização do mercado dá-se a separação entre duas actividades até à data ligadas entre si, a distribuição e a comercialização. Este foi, sem dúvida, um dos aspectos mais marcantes ocorridos no Reino Unido. A partir deste momento, é possível qualquer agente económico entrar num negócio até então restrito a alguns (poucos) e, do lado do consumidor, este vê o seu leque de opções aumentar com uma provável diminuição dos preços, seguindo uma lógica de mercado concorrencial.

Para poder ser comercializador, ao agente económico, à semelhança do que acontece para a actividade de distribuição, é necessária a obtenção de uma licença de fornecimento de energia eléctrica, a *Second-tier Licence (StL)*. Atribuídas pelo Offer, qualquer agente poderia obter uma licença de comercialização, fosse ele um produtor de electricidade, distribuidor ou negociante. As únicas restrições associadas a estas licenças são:

- Para que um REC pudesse comercializar fora da sua área geográfica, necessitava desta licença;
- No caso das licenças atribuídas aos produtores, a quantidade de electricidade a comercializar estava condicionada.

Para evitar problemas com estas novas regras de mercado, foi decidido que a abertura do mercado não seria feita de forma imediata mas, isso sim, através de um faseamento das várias etapas, onde se limitava quer o número de clientes afectados quer a potência a contratar.

Se no caso dos produtores e distribuidores a disponibilidade de energia eléctrica não é um problema, já para os comercializadores independentes isto não acontece, pelo que foi criada uma “bolsa de valores” onde seria possível comprar e vender a energia. Esta bolsa, como referido anteriormente, tinha a denominação de *Pool*.

2.3 Instrumentos regulatórios

A ideia de regulação seguida pelos responsáveis ingleses foi, na sua essência, inspirada no modelo de regulação praticado nos Estados Unidos da América (E.U.A.), onde este instrumento já estava largamente difundido. No entanto, o modelo inglês acabou por se diferenciar do seu homólogo norte-americano em alguns itens essenciais, donde se destaca a fórmula de cálculo dos proveitos permitidos às empresas reguladas. Esta alteração e todo o modelo de regulação proposto ao Estado inglês tem o Professor Stephen Littlechild¹ como principal mentor. Apesar da regulação económica ser um instrumento com uma utilização relevante, a verdade é que muitos economistas consideram este instrumento mais uma forma de proteger as empresas e não o consumidor final², tal como tinha sido inicialmente pensada porque, dizem, havendo certezas sobre o preço a praticar, sejam quais forem as condições do mercado, isto pode levar a um desincentivo à eficiência e, com isto, aumentar cada vez mais os custos e o preço do bem. Assim, a intenção central do futuro regulador inglês foi a de conceber um procedimento regulatório onde existisse um incentivo à eficiência e uma ajuda à inovação.

A grande novidade do modelo de regulação concebido por Littlechild foi a de assumir a existência de monopólios económicos (neste caso, um monopólio natural³), os

¹ Sendo ele o rosto do processo de liberalização do mercado eléctrico inglês, o Professor Stephen Littlechild foi o escolhido pelo Governo para liderar este processo. Especializado em privatizações, regulação e concorrência, Professor da cadeira de Comércio entre 1975 e 1994, era membro da Comissão de Fusões e Monopólios (1983-1988) quando foi liderar o Offer, onde ficou entre 1989 e 1998. Actualmente é Professor Emérito na Universidade de Birmingham e consultor internacional para a área da regulação, tendo ainda funções de concelhia na OfGEM.

² Numa situação de monopólio, a existência de uma instituição com autoridade para definir os preços a praticar no mercado, permite que o consumidor tenha a oportunidade de adquirir o bem por um preço justo e definido independentemente das intenções do monopolista.

³ Classifica-se de monopólio natural quando a exclusão de toda a concorrência existe devido à própria natureza do negócio, que não permite que dois ou mais operadores, em perfeitas condições de operação, coexistam no mercado. Este conceito pode ser facilmente encontrado no sector dos serviços básicos como a distribuição de água, luz ou gás. Como é facilmente perceptível, não é de todo praticável que um qualquer operador que entre no mercado o faça implementando a sua própria infra-estrutura, existindo

quais, teriam a gestão das redes de transmissão (transporte e distribuição) como principal tarefa, estando esta gestão sob a alçada do regulador. Com isto assumia-se também a separação da actividade da geração e da comercialização das infra-estruturas, determinando a entrada da autoridade para a concorrência nesta actividade de forma a controlar as acções destes subsectores. Com isto, a entrada de agentes é livre, podendo cada um ter a(s) sua(s) unidade(s) de produção e/ou de comercialização, tantas quantas o mercado permitir, havendo paralelamente uma rede de transmissão para escoar e/ou consumir o bem.

Outro aspecto que diferencia os dois modelos prende-se com a “leitura” que cada modelo faz dos objectivos fulcrais da regulação. Se do lado dos EUA o regulador tinha como meta o controlo do monopólio, para que esta situação não afectasse o consumidor, do lado inglês o objectivo foi de promoção da concorrência, algo que à primeira vista pode ser visto como um mesmo objectivo mas que, na sua essência, torna-se ligeiramente diferente no aspecto de competitividade e eficiência das empresas que, acreditavam os responsáveis britânicos, melhorava consideravelmente.

Por último, existe ainda a intervenção do Estado que, também ele influencia decisivamente no desenrolar dos acontecimentos. A forma de como intervém foi através da figura da *special share*, ou seja, apesar de o Estado ter vendido as participações que detinha nas *utilities*, usou esta figura para poder ter direito de voto decisivo nas orientações estratégicas das empresas e para controlar as infra-estruturas existentes, com uma grande importância estratégica. Com a *special share*, o Estado, apesar de ter uma posição accionista minoritária, esta é suficiente para vetar e decidir sobre os destinos das empresas e seus activos. Apesar de o Estado também ter poder de influência, esta figura não é uma prática comum nos E.U.A.

Em termos práticos, os principais deveres do regulador inglês eram:

- Garantir a segurança de fornecimento à procura da energia eléctrica, garantindo ainda índices de qualidade de energia elevados;
- Garantir o escoamento da produção de energia eléctrica dos produtores portadores da licença de actividade, conseguindo viabilidade do negócio;

desta forma duas ou mais redes de condutas de distribuição de água, a multiplicação de linhas de MAT e AT pelo país ou vários gasodutos, paralelos uns com os outros a sair do mesmo ponto para levar gás ao mesmo local.

- Promover a concorrência entre agentes que actuem na produção e na comercialização estando, inclusive, mandatado para elaborar relatórios periódicos à autoridade supervisora das questões para a concorrência a *Monopolies and Mergers Commission* (CMM).

Associado a estes três pilares, existe um conjunto de objectivos operacionais:

- Definição das tarifas adequadas ao consumidor, satisfazendo os requisitos da qualidade e segurança de abastecimento;
- Garantir que todos os agentes possuidores da licença de actividade obedeciam a critérios de eficiência e de racionalidade energética;
- Promoção da investigação e desenvolvimento (I&D) na áreas das energias;
- Encarar a segurança de todas as instalações e infra-estruturas de uma forma mais sistemática e elaborada;
- Desenvolver e implementar normas adequadas a uma política de segurança e higiene no trabalho de qualidade;
- Vigiar e alertar para possíveis consequências das actividades de geração e transmissão para o meio ambiente, incentivando uma actividade mais sustentável;
- Protecção dos consumidores com menor poder de decisão, como seja o caso de consumidores de algumas zonas rurais e pensionistas.

A forma como o Professor Stephen Littlechild interpretou, implementou e decidiu sobre cada uma destes deveres, alguns deles antagónicos, tornou-se um *case study* e um modelo a seguir por outros países em todo o mundo, principalmente aqueles onde a influência britânica ainda se fazia sentir, como foi o caso da Índia, Argentina, Austrália, etc.

As decisões tomadas pelo regulador nem sempre agradavam às várias partes interessadas, fossem eles consumidores, gestores, accionistas ou mesmo o Estado, pelo que a contestação às decisões tomadas era algo subjacente. No entanto esta possibilidade de contestação era limitada a questões de irregularidades processuais, má fé ou irracionais, questões essas quase sempre sem fundamento. Desta forma, ao regulador era atribuído um grande poder sobre os demais, o qual apenas poderia ser

alterado, raras vezes, pelo Governo, em questões relacionadas com a operação e posse das ESI privatizadas.

Como já referido anteriormente, uma das obrigações do regulador era a de garantir uma transmissão de energia com qualidade. De facto, este aspecto é um dos mais admirados nesta liberalização uma vez que, através da criação de critérios mínimos de operação foi possível criar um serviço ao consumidor de alto nível, capaz de responder a todas as situações, beneficiando claramente aqueles que pagavam e consumiam o bem.

A forma de regulação encontrada para os diversos agentes foi através das licenças emitidas. Para qualquer das licenças emitidas (para produtores, transportador, distribuidores ou comercializadores) estava definido um regulamento associado à actividade em questão, ao qual os agentes ficavam obrigados a cumprir. Como em qualquer regulamento, por muito claro que esteja, tem sempre questões que, no desenrolar da actividade, podem suscitar dúvidas ou interpretações contrárias sendo, nestes casos, necessária a intervenção do regulador, o qual decidiria segundo a sua interpretação.

Quanto à variável de todo este modelo, o preço do bem, este era decidido na *Pool*. Dada a especificidade do sector em questão, a negociação da energia nesta bolsa faz-se de forma diferente do que é praticado numa bolsa de valores mobiliários. Na *Pool* era então onde se negociava a electricidade directamente entre os produtores e os comercializadores, sendo mesmo obrigatório que a negociação passasse por aqui. Dadas as características da electricidade¹ as transacções faziam-se com um hiato de tempo de 24 horas, isto é, a negociação realizada num dia, dizia respeito aos fornecimentos para o dia seguinte, de forma a garantir um planeamento da entrada das unidades de produção em serviço. Assim, no início da sessão, todos os produtores indicavam ao mercado qual o preço e disponibilidade² de electricidade para o dia seguinte. Estes dados eram

¹ Na operacionalidade do sector eléctrico há um aspecto fundamental que, normalmente, é o responsável pela necessidade em diferenciar os instrumentos a aplicar, e que é o facto de a electricidade ser um bem de consumo contínuo, ou seja, o que se produz está a ser imediatamente consumido, sem possibilidade de ser armazenado, pelo menos, directamente (existe a possibilidade de armazenar água numa albufeira ou de ter combustível num depósito para depois transformar em electricidade), necessitando de um planeamento das actividades mais complexo.

² Um aspecto que resulta do ponto anterior tem a ver com a disponibilidade das unidades de produção, ou seja, neste sector de actividade existe a possibilidade de uma unidade vender a sua disponibilidade de produção, o que significa que, a unidade pode estar sem produzir mas ser paga para ter toda a sua estrutura preparada para entrar em funcionamento, produzindo energia eléctrica. Um exemplo desta situação é a produção hidráulica, em que uma barragem, tendo capacidade de armazenagem de energia

posteriormente usados pela NGC que, usando uma aplicação informática específica (o GOAL), construía um mapa de planeamento da entrada em serviço das diversas unidades de produção em função da cotação praticada por cada uma, ou seja, primeiro entrava na rede a energia mais barata, sendo depois colocadas as energias mais caras. Será este mapa que no dia seguinte é usado pelas estruturas de despacho da rede. No entanto, este mapa pode não ser o definitivo. De facto, neste modelo elabora-se primeiro este mapa, o chamado mapa sem constrangimentos (*Unconstrained Schedule*) que ainda está sujeito a alterações decorrentes de ajustes de disponibilidade ou contratos que os operadores estejam obrigados a cumprir pelo Estado que obrigam a priorizar doutra forma o despacho da energia eléctrica. Quando estas questões estiverem esclarecidas é então conhecido a revisão ao mapa (*Revised Unconstrained Schedule*), que será usado no dia seguinte pela rede.

Após ser conhecido o mapa definitivo, é tempo de conhecer as cotações e de classificá-las. Assim, o preço que se encontrar agregado com o preço da procura, para cada meia hora, é considerado o preço marginal do sistema eléctrico, em inglês *System Marginal Price* (SMP), e será este preço o praticado para todas as unidades de produção com um preço abaixo deste custo marginal. Com isto, aqueles que conseguirem colocar preços mais baixos no mercado são beneficiados, existindo um claro incentivo à produtividade das unidades.

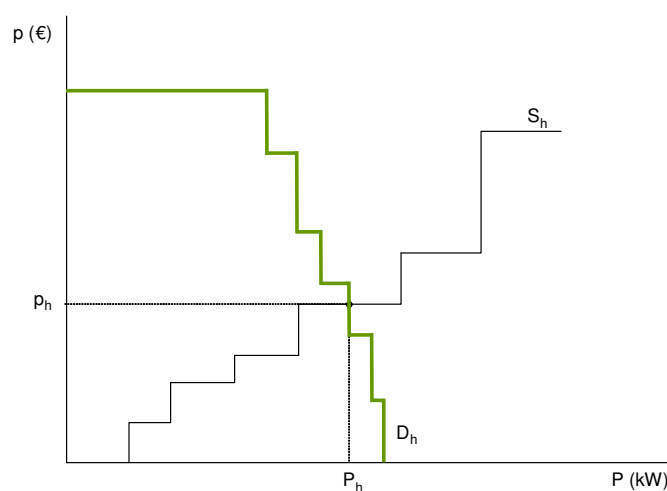


Figura 16. Determinação do preço marginal do sistema eléctrico para cada período horário (h)

potencial (albufeira) pode, se necessário, iniciar a produção de electricidade usando a água acumulada para movimentar as turbinas.

Com o preço definido, dá-se então lugar às aquisições por parte dos comercializadores que, além da aquisição de energia, têm de contar com os custos para uso do sistema de transporte e distribuição.

As tarifas de uso das redes de transmissão surge com a desverticalização das empresas (com a conseqüente criação da NGC) e com a abertura das redes a todos os agentes que estivessem interessados em entrar no mercado para os quais, está determinado a obrigatoriedade de pagamento de tarifas de uso. O cálculo destas tarifas é efectuado pelo OffGEM, tendo em conta as informações transmitidas pelo operador da rede usando, para tal, a regulação RPI-X (*Retail Price Index Regulation*)¹, na qual, numa fase inicial, foi usado um factor de eficiência de 0 (RPI-0) cujos critérios foram à posteriori refeitos para obtenção de um grau de exigência superior, ficando assim definido um factor de eficiência de 3 (RPI-3).

As alterações em todo o sistema eléctrico foram imediatas e resultaram, até 1995, em fortes ganhos para todos os operadores na ordem dos 185%, passando de um volume de £ 1.400 Milhões (em 1990/91) para £ 4.000 Milhões (em 1995).

OPERADORES	1990/91	1994/95	1996/97
NATIONAL POWER	235	419	550
POWERGEN	116	334	450
NUCLEAR ELECTRIC/MAGNOX	145	1.461	1.091
FIRST HYDRO	24	75	97
TOTAL PRODUÇÃO	520	2.289	2.188
NATIONAL GRID	273	420	458
REC's	636	1.291	1.093
TOTAL TRANSMISSÃO	909	1.711	1.551
TOTAL GLOBAL	1.429	4.000	3.739

Quadro 5. Proveitos dos operadores presentes no mercado liberalizado (valores em £ M)

Do lado oposto, com os consumidores, a expectável queda das tarifas não teve um valor tão espectacular, ficando-se pelos 9%, mesmo assim um valor considerável para os padrões.

¹ Ide página 34

Esta oposição de comportamentos deve-se essencialmente a dois factores:

1. Neste período os custos com as matérias-primas para a produção (com especial relevo para o carvão) baixaram consideravelmente, baixa essa que os produtores não reflectiram na oferta;
2. As tarifas para as actividades de transporte e distribuição, que estavam em vigor à data da liberalização, tinham sido estipuladas antes deste processo pelo Governo e não pela entidade reguladora, sendo tarifas bastante vantajosas para estes operadores.

É com a constatação destas discrepâncias que, em 1995, o modelo sofre um reajustamento de forma a atenuar estes acontecimentos. Assim, foi decidido pelo regulador que as tarifas a praticar pelas empresas de distribuição teriam que baixar entre 10 a 17% nos anos de 1995 e 1996 e, nos 3 (três) anos seguintes, um abaixamento de 3% ao ano. Com estas medidas, o consumidor final vê os gastos com a electricidade caírem de uma forma mais intensa. Mas não foram só estas medidas que ajudaram à quebra dos preços finais. De facto, os consumidores foram ainda beneficiados por duas outras quebras de cotações, ambas na negociação de matérias-primas. Primeiro, as taxas aplicadas à aquisição de matérias-primas com origem fóssil caíram dos 10% em 1995 para 2,2% em 1997 e 0,8% em 1999 e, segundo, o próprio preço destas matérias-primas continuou a descer durante a década de 90. Estes três acontecimentos juntamente com o aumento da concorrência na produção permitiram que as tarifas de venda ao cliente final tivessem uma queda em mais de 30% para os clientes domésticos e entre 27 a 35% para os consumidores industriais.

2.4 *Estrutura recente do mercado: vantagens, problemas*

O processo de liberalização do mercado de electricidade do RU permitiu grandes mudanças e vitórias num sector, até então, exclusivo para alguns, com indícios de falta de competitividade e eficiência. De salientar que este processo ao permitir a introdução de concorrência na produção e na comercialização e, estando os sectores da transmissão sob o olhar atento do regulador, fez com que os preços da electricidade para o consumidor final (residencial ou industrial) descessem, em média, 30%, um valor

considerável num sector onde as descidas de preços eram raras ou muito curtas. Do lado das empresas, foi possível quebrar as barreiras de entrada a novos operadores, favorecendo a concorrência e sem colocar em causa a segurança de abastecimento e as infra-estruturas, garantindo uma qualidade de fornecimento dentro de padrões tidos como mínimos para o serviço. No entanto, apesar destas vitórias, nem tudo estava bem e existem dois aspectos que necessitaram de melhorias, mesmo apesar da “juventude” do processo de liberalização.

De facto um dos problemas encontrados no modelo de liberalização foi encontrado no mercado de compra e venda de energia, o chamado *Pool*. Passados alguns anos sobre o início do processo, foram detectadas algumas distorções que jogavam a favor das *utilities*, principalmente das maiores a operar no mercado. Entre estas distorções encontram-se certos comportamentos de conluio entre os dois maiores operadores da *Pool* (NP e PG) para, em momentos específicos do dia, aumentarem os preços da energia, aumentando assim as margens de facturação. Também entre os operadores mais pequenos foram detectadas operações de manipulação das cotações, as quais ocorriam, não em larga escala em todo o mercado mas, nos mercados locais, onde um operador, mesmo sendo pequeno, poderia ter uma posição de mercado mais vantajosa. Outra situação detectada foi ao nível dos contratos de futuros, os quais eram manipulados em proveito próprio.

O outro aspecto diz respeito às medidas proteccionistas para a indústria do carvão, as quais obrigam a escolhas preferenciais para a energia com origem no carvão (de origem britânica) em detrimento de outras fontes de energia ou a outras origens do carvão. Esta situação leva à ocorrência de aumento de custos, seja por o carvão inglês ser mais caro que o obtido noutras partes do mundo seja por o carvão ser uma fonte de energia bastante poluente e ineficiente, levando a custos ambientais (protocolo de Quioto e futuro mercado de carbono) e a custos de (in)eficiência (comparando com outras formas de produção como seja o caso do gás natural).

Começando precisamente pela questão do carvão, esta tornou-se uma questão sensível porque seria, essencialmente, uma decisão política, uma vez que iria ter consequências ao nível do sector e do produto interno bruto e ainda a forte influência que este sector tinha junto do Partido Trabalhista (no poder desde 1997). Esta “falha” começou a ser tida em atenção quando os primeiros contratos chegaram ao fim, em 1993. Apesar de não se acabar com a subsidiação, esta foi diminuída para que, em 1998, tivesse o seu término e assim permitir que o gás natural tivesse uma influência maior

nas novas unidades produtivas. No entanto isto não aconteceu e a moratória que regia esta implementação do gás acabou por ser revogada meses antes da entrada do novo regime de negociação de energia eléctrica, o *New Electricity Trading Arrangements* (NETA), a outra grande mudança no processo de liberalização, e que veio substituir o criticado *Pool*, o qual se iria tornar no instrumento para a compra e venda de energia eléctrica e para o despacho.

O NETA foi a resposta do regulador às distorções encontradas na *Pool* e que estavam a comprometer a idoneidade de todo o modelo.

O que distingue o NETA é que, ao contrário da *Pool*, a participação no mercado é voluntária, sendo que cada operador (produtor e comercializador) é livre de decidir se negocia dentro ou fora do mercado. Assim, os operadores têm um novo instrumento para venderem ou comprarem energia, fora do mercado, através da celebração de contratos bilaterais.

Neste sistema, o que tem ocorrido é um volume de transacções elevado para a vertente dos contratos bilaterais, ficando a bolsa com um volume quase residual, essencialmente para escoar transacções excedentárias, apenas 5%.

Outro aspecto interessante é o de que este sistema cria condições para uma grande diversidade de relações comerciais entre os operadores, uma vez que não é crível que um produtor trabalhe com apenas um comercializador e vice-versa, dado o elevado risco, ao nível da segurança de abastecimento ou escoamento, que isso acarreta, havendo a garantia para a manutenção de um mercado concorrencial.

Mas o NETA também apresenta características que poderão, com o decorrer dos anos, questionar o modelo e já referido atrás. Com o NETA a produção a partir do carvão acabou por encontrar uma saída para os problemas criados com a diminuição da subsidiação do Estado, uma vez que a possibilidade que estas infra-estruturas têm para laborar 24 horas sobre 24 horas, conferiu-lhes vantagens para a assinatura dos acordos bilaterais, algo que não acontece com, por exemplo, algumas renováveis, cuja produção nem sempre está disponível quando necessária. E são precisamente as renováveis que são relegadas para a bolsa, uma vez que por vezes tornam-se excedentárias. Outro aspecto que pode merecer alguma crítica é o poder que grandes grupos empresariais, integrados, começam a ter neste modelo, tendo capacidade de negociação e de elaboração dos ditos contratos bilaterais, ao contrário dos grupos mais pequenos e isolados. Questões que só o tempo saberá responder.

3 *MERCADO IBÉRICO DE ELECTRICIDADE*

O MIBEL, sendo um processo de liberalização bastante recente e ambicioso, tem na sua essência algumas ideias base de outros processos de liberalização, como seja o caso da liberalização do mercado eléctrico do Reino Unido. E é precisamente devido a estes pontos em comum que deve-se fazer uma análise sobre o que de menos positivo aconteceu neste e noutros processos de forma a não cometer os mesmos erros.

Neste capítulo pretende-se, numa primeira fase, apresentar uma evolução histórica do processo do MIBEL para, de seguida, efectuar uma análise comparativa entre o que está previsto para o MIBEL e o que ocorreu com a liberalização no Reino Unido e tirar daí as respectivas ilações.

3.1 *Evolução histórica do MIBEL*

Para se compreender o MIBEL agora apresentado é necessário ter uma ideia da evolução do texto ao longo dos anos em que este assunto está em cima da mesa. De facto, a liberalização do mercado eléctrico na Península Ibérica tem-se caracterizado por diversos altos e baixos, avanços e recuos, que têm atrasado, e muito, a implementação do processo. Para se ter uma ideia geral daquilo que tem acontecido ao texto, basta dizer que o texto agora aprovado tem poucos pontos em comum com o texto original.

A ideia de criar um mercado único para o sector eléctrico Ibérico começa a ganhar forma em 1998, após uma radical mudança de paradigma em relação ao sector, com o acordo de entendimento assinado entre os Estados de Portugal e Espanha.

De facto, foi durante os anos 80 que se deu início a um conjunto de acções que visaram a introdução de uma economia de mercado num sector que até à época era dominado pelas empresas estatais, num mercado por elas monopolizado, surgidas da necessidade de realizar investimentos avultados sem prejuízo de quem os fazia. Ora, apesar de estes investimentos terem sido realizados, o que se verificou foi que estes grandes *player's* do sector energético tornaram-se extremamente ineficientes ao nível da gestão dos seus recursos, baixando a qualidade de serviço à medida que os custos aumentavam. Com o intuito de por termo a estes acontecimentos, começa a surgir um movimento de reestruturação sobre este sector na Europa, tendo como principais

“alvos” estes monopólios. É nesta altura que estes colossos vêm a sua cadeia de valor ser separada, mais especificamente, ao nível da área de transporte, a qual fica, a partir deste momento, autónoma na sua gestão e sob a alçada de uma entidade reguladora independente, a ERSE. Este movimento pretende-se que evolua para a criação, primeiro, de mercados concorrenciais dentro de fronteiras e, segundo, para a criação de mercados regionais, sendo um deles o MIBEL.

Com a assinatura do acordo de entendimento entre os dois países, em 1998, sobre o mercado eléctrico são criados diversos grupos de trabalho nas áreas da regulação (ERSE e CNE) e operação de mercado e de sistema (REN e REE) e ainda ao nível das Direcções Gerais de Energia dos dois países, para proporem o modelo a ser implementado e de que forma essa implementação iria ocorrer. Apesar deste acordo em 1998, só em Novembro de 2001 é que de facto é elaborado um texto com as grandes linhas de orientação para a liberalização tendo o ano de 2003 como objectivo para a implementação. Com este texto é assumido o objectivo de preparar os mercados dos dois países para a criação do Mercado Único Europeu agarrando, ao mesmo tempo, as oportunidades surgidas da criação das Redes Transeuropeias de Energia. Por outro lado, pretende-se a criação de valor, ao nível ibérico, dos agentes do mercado.

Para a prossecução destes objectivos todos os agentes vão focar os temas da igualdade de acesso às redes de transporte e distribuição para todos os operadores de mercado, a par com a garantia de transparência de processos, liquidez e estabilidade no mercado. A par destas medidas ao nível do mercado, é focada a questão da qualidade de energia e dos regimes de produção especial.

Durante o ano de 2002 dá-se mais um passo na clarificação do modelo a implementar em ambos os países com a decisão para a criação do Operador de Mercado Ibérico (OMI) o qual, até à sua constituição, seria substituído por duas estruturas complementares que farão a gestão de todo o mercado. São elas:

- OMEL – Pólo espanhol, gestão do mercado diário e intradiário
- OMIP – Pólo português, gestão do mercado de derivados

Para a criação do MIBEL, as Administrações iriam trabalhar na:

- Criação de uma rede de transporte de energia eléctrica transnacional, capaz de responder às necessidades do mercado, com uma gestão e procedimentos técnicos centralizada e harmonizada;
- Harmonizar a legislação e a regulação de ambos os países para criar condições de não discriminação de nenhum agente do mercado;
- Convergência da definição da tarifa, dos custos de transição para a concorrência e acesso às redes.

No final de 2003, é formalizado um entendimento comum sobre as condições em que o MIBEL é criado, prevendo-se a assinatura de um Acordo Internacional onde se formaliza a criação de um mercado regional de electricidade, entre Portugal e Espanha, constituindo o ponto de partida para a interligação dos dois sistemas eléctricos, em todas as suas vertentes (técnicas, legislativas e regulatórias).

Com a conclusão dos textos dos diversos grupos de trabalho, em 2004, é assinado o acordo entre Portugal e Espanha para a criação e implementação do MIBEL, estando ainda definido todo o plano de implementação, em todas as vertentes, ditas essenciais, para um processo desta envergadura, ou seja, a legislação a aplicar, regulamentos que a regem, operacionalidade de todos os procedimentos técnicos. Para além do modelo a utilizar no MIBEL, o outro aspecto de grande relevância para os operadores até esta data, a actuar no dois mercados, foi o reconhecimento recíproco de agentes, o que implica que o reconhecimento de estatuto (produtor ou comercializador) de um dado agente por uma das Administrações, permite que este agente actue nos dois mercados, de Portugal e Espanha, ou seja, tem um reconhecimento regional.

Apesar de neste acordo se ter previsto a entrada em serviço do MIBEL em Abril de 2004, isto não aconteceu, devido a diversas dificuldades técnicas e legais, conjugada com alterações no quadro político¹.

Perante tais dificuldades, optou-se por efectuar uma revisão a todo o projecto para que se pudesse ultrapassar estas dificuldades. Assim, ainda no ano de 2004, é assinado novo acordo interfronteiriço entre Portugal e Espanha, onde se consagra algumas alterações ao texto assinado no início do ano e, principalmente, reconhece que,

¹ A 6 de Julho de 2004, o Dr. Durão Barroso, na altura Primeiro-Ministro da República de Portugal, aceita o convite que lhe foi endereçado para presidir à Comissão Europeia, cargo esse que obriga à renúncia do cargo de Primeiro-Ministro. É então que ocupa o cargo o Dr. Santana Lopes, Vice-Presidente do Partido Social Democrata, detentor da maioria parlamentar. Do lado espanhol, o responsável do Governo responsável pela assinatura do acordo, o Dr. José Maria Aznar, vê a sua reeleição como chefe de Governo em Março de 2004 impedida, tendo sido eleito o actual Chefe de Governo, o Dr. José Luis Zapatero.

perante as inúmeras dificuldades que se avizinham, determinou-se que o arranque do MIBEL ocorreria em Junho de 2005. Neste texto, foram vários os itens sujeitos a análise:

1. Elaboração, de forma coordenada da legislação adequada ao futuro mercado;
2. Convergência tarifária;
3. Determinação dos agentes participantes no mercado;
4. Formalização da criação do OMI;
5. Possibilidade de financiamento dos operadores de mercado através da tarifa;
6. Definição das modalidades de contratação no MIBEL
 - a. Mercado a prazo (OMIP);
 - b. Mercado diário (OMEL);
 - c. Mercado intradiário (OMEL).
7. Adopção de medidas de promoção de liquidez e de concorrência com, através da obrigatoriedade em libertar capacidade em Leilões Virtuais de Capacidade (VPP's) e cessação de contratos de aquisição de energia (CAE's);
8. Definição de competências das diversas entidades:
 - a. Conselho de Reguladores (constituído pelos reguladores dos dois países, a ERSE do lado português e a CNE do lado espanhol);
 - b. Comité de Agentes de Mercado (constituído por todos os agentes económicos presentes no mercado);
 - c. Comité de Gestão Técnica e Económica (constituída pelos operadores de mercado e de sistema, a REN do lado português e a REE do lado espanhol).
9. Definição dos mecanismos de regulação, supervisão e gestão e do quadro legislativo referente a infracções e sanções.

No entanto, mais uma vez esta implementação não foi possível. O quadro político instável em Portugal, a falta de regulamentação para a actividade das transacções a prazo do mercado e a iniciativa do Governo de Espanha de lançar um documento regulatório para a actividade do sector da electricidade em Espanha¹, deitou por terra a implementação, em 2005 do MIBEL.

¹ Com um novo Governo a liderar os destinos de Espanha é lançado, a 30 de Junho de 2005, o *Libro Blanco sobre la reforma del marco regulatorio de la generación eléctrica en España*, lançando sérias

É num cenário de sérias dúvidas sobre o processo que no final de 2005 os governos dos dois países voltaram a afirmar uma forte convicção na implementação do MIBEL, estando previsto que, em 2006, haja resultados desta convicção.

Apesar de uma nova mudança no quadro político¹, o andamento do processo não esmorece ocorrendo em 2006 a entrada em funcionamento do mercado de derivados do MIBEL (o OMIP) e do Conselho de Reguladores, órgão regulador criado à luz do modelo de regulação do MIBEL.

Já em 2006, com algumas estruturas do MIBEL em funcionamento, reafirmou-se a vontade dos dois países em consolidar o processo e alargar o mesmo conceito ao mercado do gás natural e harmonização de um modelo de contratação de energia. Uma decisão importante que sai deste encontro é referente ao método a aplicar quando ocorre congestionamento das redes². Assim, nestas situações as interligações deverão ser geridas segundo o método de *market-splitting*, método que consiste na definição de preços distintos para a electricidade, consoante se trate de Portugal ou Espanha, o qual resulta do preço marginal do conjunto das centrais, ou seja, o preço mais elevado no momento, e que servirá para remunerar toda a energia de cada país. Assim tem-se a separação das redes e dos mercados, cada qual com a sua central marginal a ditar as cotações. A partir do final de 2008 está consagrada uma outra metodologia para a questão das interligações, isto é, uma metodologia baseada em leilões explícitos, a qual tem uma actuação mais preventiva do que correctiva, uma vez que permite eliminar os possíveis congestionamentos. Este método consiste na atribuição de capacidade de interligação através de um leilão, onde cada agente que esteja interessado disponibiliza-se a pagar a potência de interligação que necessitar. No final do leilão, os agentes são ordenados consoante as suas licitações, sendo depois atribuída o uso da interligação. Esta metodologia apresenta algumas vantagens, como seja o caso da sua natureza preventiva, bastante flexível (usado para curto e médio prazo, leilão do total ou duma parcela da potência disponível, podem ser diários, semanais, mensais ou anuais),

incertezas sobre o modelo organizativo e funcional do MIBEL, considerado por muitos como uma “machadada final” sobre o Mercado Ibérico, o que não veio a acontecer.

¹ Depois de 4 meses de governação, o Dr. Santana Lopes vê as suas funções serem terminadas pelo Presidente da República, o Dr. Jorge Sampaio, dando lugar a eleições antecipadas das quais resulta a eleição, em Março de 2005, do actual Primeiro-Ministro, o Eng. José Sócrates.

² Provavelmente o grande entrave para o pleno do MIBEL, os congestionamentos na rede são consequência da falta de capacidade de interligação. Numa rede perfeita, esta capacidade seria total, ou seja, era possível fazer transpor toda a energia entre os dois lados da fronteira, sem que fosse necessário recusar qualquer parcela. No entanto, isso não acontece, pelo que é necessário definir metodologias.

natureza não discriminatória (todos podem participar), transparente, competitivo e, consequentemente, eficiente.

Actualmente verifica-se um pleno funcionamento das diversas estruturas, ainda que o volume de transacções esteja aquém do desejável. Mas os objectivos são claros:

- Criar condições para que os consumidores vejam a sua factura de electricidade descer;
- Criar um mercado verdadeiramente concorrencial em que aspectos como a livre entrada e saída dos agentes económicos, transparência de processos e a disponibilidade de informação completa e fidedigna sejam a normalidade;
- Incentivar a eficiência económica nas empresas do sector;
- Constituir-se como um dos eixos no futuro mercado único europeu de energia eléctrica.

2007	Setembro 2º Leilão de capacidade virtual em Espanha e Portugal organizado pela Endesa e Iberdrola (Espanha) e pela REN Trading (Portugal)
	Junho 1º Leilão de capacidade virtual em Espanha e Portugal organizado pela Endesa e Iberdrola (Espanha) e pela REN Trading (Portugal)
2006	Novembro Solicitação aos Directores Gerais de Energia um modelo comum de contratação de energia para os agentes de distribuição e de comercialização
	Julho Arranque do MIBEL com o início da actividade do OMIP e do Conselho de Reguladores
2005	Novembro Reafirmação quanto ao empenho dos dois países em criar o MIBEL e alargamento ao Mercado Ibérico do Gás Natural (MIBGAS)
	Maior Encontro entre os dois Governos, sem data de arranque definida
2004	Outubro Assinatura de um novo Acordo Internacional entre a República de Portugal e o Reino de Espanha, substituindo o anterior
	Janeiro Acordo entre a República Portuguesa e o Reino de Espanha para a Constituição de um Mercado Ibérico de Energia Eléctrica
2003	Novembro Assinatura de um Memorando de Entendimento relativo às condições e calendarização para a constituição do MIBEL
2002	Outubro Definição do modelo de organização do MIBEL, assente na criação do Operador de Mercado Ibérico (OMI)
2001	Novembro Protocolo de colaboração entre as Administrações espanhola e portuguesa para a criação do Mercado Ibérico de Electricidade
1998	Julho Memorando de entendimento entre Portugal e Espanha para a cooperação em matéria de energia eléctrica, em linha com os grandes objectivos do Mercado Interno de Energia na União Europeia

Figura 17. Esquema sobre a evolução cronológica do MIBEL

3.2 Modelo de organização do MIBEL

Mesmo antes de se ter dado início a todo o processo de implementação do MIBEL, quer em Portugal, quer em Espanha, já tinham sido dados os primeiros passos para que alguns dos princípios básicos fossem alcançados. Foi nesse sentido que em Espanha foi sendo possível a entrada de novos agentes, formando um mercado que, não sendo totalmente concorrencial¹, já apresentava alguma competitividade. Quanto a Portugal, desde o final dos anos 80 que têm sido introduzidas grandes alterações com a desverticalização da EDP (empresa pública e monopolista do sector), a criação da figura do SEI ou a fundação da ERSE. Foi através destas e doutras iniciativas que Portugal e Espanha, logo após o R.U. lideraram, os três, o movimento de liberalização do sector.

Começando com os intervenientes, e tendo sempre presente o facto de este ser um processo essencialmente político, com as decisões tomadas ao mais alto nível, existem três áreas fundamentais para este processo, e para os demais com as mesmas características, onde se podem identificar os “actores” principais:

1. Operadores das redes de transporte, os quais constituirão os monopólios naturais do sistema e que terão a seu cargo a gestão operacional destas redes, principalmente ao nível das interligações. São eles a REN (em Portugal) e a REE (em Espanha);
2. Os reguladores, que irão supervisionar todos os aspectos operacionais (qualidade de serviço, acesso às redes e interligações por terceiros) e comerciais (informação ao consumidor, remuneração às empresas, tarifas, etc.) relacionados com as actividades reguladas, o transporte e a distribuição de electricidade. Aqui estarão, do lado português a ERSE e do lado espanhol a CNE;
3. Como representantes directos das Administrações Centrais, com funções de concepção, análise e promoção das políticas energéticas, participam as respectivas Direcções Gerais;

¹ Apesar de existirem cerca de 4 empresas no mercado, nem todas (ou nenhuma) cobrem a totalidade do território espanhol, actuando numa base regional.

4. Plataforma financeira para as transacções de compra e venda de energia eléctrica, comum aos dois países, elo central do modelo, é no OMI que será centralizada toda esta informação financeira, quer o preço de mercado da electricidade quer o volume transaccionado, informações estas importantes para as actividades de todas as outras instituições, atrás referidas.

Para que o MIBEL fosse uma realidade foi necessário introduzir um conjunto de disposições, para tornar o modelo mais equitativo. Assim, tal como já foi referido, os primeiros passos foi a separação das empresas monopolistas, desverticalizando-as e, principalmente, separar os operadores das redes de transporte e de distribuição, daqueles que virão a ser agentes num mercado concorrencial, ou seja, os produtores e os comercializadores.

Outro aspecto de atenção especial teve a ver com os Contratos de Aquisição de Energia (CAE's) que as eléctricas dos dois lados da fronteira tinham já assinado, alguns de longo prazo e que terão que ser cancelados. Este é um assunto delicado uma vez que os agentes não podem ver os seus contratos quebrados de um momento para o outro sem que sejam ressarcidos dos valores contratualizados, mais ainda quando muitos foram concebidos para pagar investimentos avultados nas redes agora de uso geral. A pensar nestas compensações foram negociadas novas compensações, com períodos de tempo alargados, em Portugal os Custos de Manutenção do Equilíbrio Contratual (CMEC's), cuja incidência se dará ao nível das margens, corrigindo-as e, em Espanha, os Custos de Transição para a Concorrência (CTC's), os quais irão corrigir variações negativas do preço de mercado. Note-se que quando estes mecanismos entrarem em funcionamento os operadores das redes, até aqui com intervenções ao nível da compra e venda de energia, deixam de ter esta função, focalizando-se na sua função, ao nível das redes, mais técnica.

Em termos gerais, o MIBEL assenta numa estrutura simples de interacções entre o OMI, agentes de mercado, operadores de rede, reguladores e Direcções Gerais, cada qual com o seu papel.

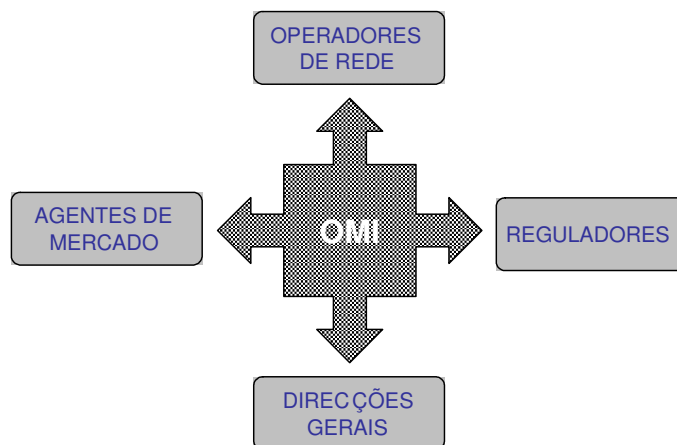


Figura 18. Estrutura base do MIBEL

Um aspecto importante relacionado com o OMI é a supervisão desta plataforma que, sendo essencialmente financeira, entra na zona de jurisdição das entidades de supervisão dos mercados mobiliários. Com isto, tendo em conta a especificidade do sector, são quatro as entidades que irão supervisionar o OMI:

1. As comissões dos mercados mobiliários das duas zonas:
 - a. A Comissão de Mercados e Valores Mobiliários (CMVM), organismo que supervisiona as bolsas de valores portuguesas;
 - b. A Comisión Nacional del Mercado de Valores (CNMV), a homóloga espanhola;
2. As entidades reguladoras eléctricas:
 - a. ERSE;
 - b. CNE.

Esta supervisão, com quatro elementos, pode tornar-se muito complexa, caso não esteja devidamente organizada. A pensar nisto, foi então criado o Conselho de Reguladores (CR) o qual terá as seguintes competências:

- Acompanhamento do MIBEL;

- Parecer prévio à aplicação de sanções por infracções muito graves;
- Coordenação da actividade dos reguladores;
- Parecer sobre propostas de regulamentação das entidades gestoras;

Em termos individuais, a actividade de cada membro é idêntica à normalmente realizada na sua área de acção, não existindo, qualquer ingerência nas acções umas das outras.

Quanto ao modelo do mercado ele será misto, onde os agentes terão a possibilidade de efectuar diversos tipos de transacções consoante o mercado:

1. Mercado a Prazo – pólo português do OMI, neste mercado os agentes poderão transaccionar electricidade para entrega até aos 12 meses;
2. Mercado Diário e Intradiário – pólo espanhol do OMI, aqui as negociações decorrem para entrega no dia seguinte, podendo ainda, este espaço temporal ser encurtado para 4 horas de entrega (mercado intradiário);
3. Contratação Bilateral – fora da *pool*, no MIBEL é conferida liberdade aos agentes para negociarem entre si para as condições que melhor se enquadrar nos objectivos de cada um.

Com a possibilidade de usar estes três tipos de mercados, o MIBEL confere uma grande flexibilidade ao mercado e possibilita aos agentes obterem ganhos de competitividade, fruto de uma gestão de risco mais eficaz.

Quanto à regulação a ser feita no MIBEL, ela estará a cargo dos actuais reguladores, ERSE e CNE, que mais não vão fazer do que manter as relações que até agora têm mantido, com bons resultados. Após a liberalização do mercado a todos os consumidores domésticos que ocorreu em Portugal, os grandes desafios que se deparam com a regulação tem a ver com a sua harmonização nos dois lados da fronteira e, dentro deste tema, talvez o dossier mais complicado do MIBEL, a convergência da estrutura de cálculo das tarifas. De facto, este aspecto poderá ser fracturante dentro do mercado, uma vez que, a continuar por muito mais tempo, vai criar desequilíbrios, quer ao nível da produção, quer ao nível da gestão de redes. Lembra-se o facto de o modelo de gestão das interligações se basear no *market splitting*, o qual tem por base o diferencial de preços da electricidade. Um outro aspecto que sai um pouco das competências da

ERSE, mas para o qual a CNE tem mandato é a questão do poder de mercado¹ e concentração empresarial. É importante que haja regras claras e comuns para situações de abuso de poder ou de movimentos de concentração onde pode ser prudente ou não, a intervenção das autoridades competentes.

O outro aspecto de grande importância no modelo organizacional do MIBEL diz respeito às infra-estruturas de transporte de electricidade e a sua gestão. Como referido, esta gestão será, como já era, competência dos operadores de rede, REN e REE que deixam de ter “preocupações” de compra e venda de electricidade, para passarem a ter um trabalho operacional e de planeamento das redes, com especial ênfase, para as capacidades de interligação. Até ao momento, o grande problema que se coloca nas infra-estruturas é com o congestionamento da rede, na fronteira, que obriga a uma gestão mais complexa, uma vez que, em situações extremas, pode não ser possível haver compensações em caso de falha total da rede num dos países e obriga a criar procedimentos para as situações de congestionamento, como por exemplo o *market splitting* ou os leilões de capacidade. Outra questão relaciona-se com a perda de competitividade e concorrência que esta questão pode levantar, uma vez que, não existindo capacidade adequada para transportar a electricidade de um lado para o outro da fronteira, os *players* do mercado liberalizado são obrigados a criar centros de produção no país vizinho, para poderem colocar o seu produto no mercado, algo que, apesar de facilitado, não é um processo simples do ponto de vista formal e, muito menos, sem custos.

É precisamente para alterar estes problemas que os operadores de rede foram incumbidos para o planeamento e construção de novas ligações, as quais já estão definidas. Estas novas interligações, permitirão uma capacidade total de cerca de 3.000 MW, correspondendo a 25-30% da ponta de consumo, estando as entradas em funcionamento previstas para o período 2008-2012.

¹ Na economia portuguesa, em sectores como a electricidade, o gás ou as telecomunicações, existe uma clara divisão entre competências para as questões de regulação e para as questões das fusões & aquisições. Assim, a prática é a de existir uma regulação sectorial, onde actuam entidades como a ERSE (electricidade e gás) e a ANACOM (telecomunicações) e para as F&A, a intervenção é realizada transversalmente em todos os sectores pela Autoridade da Concorrência.

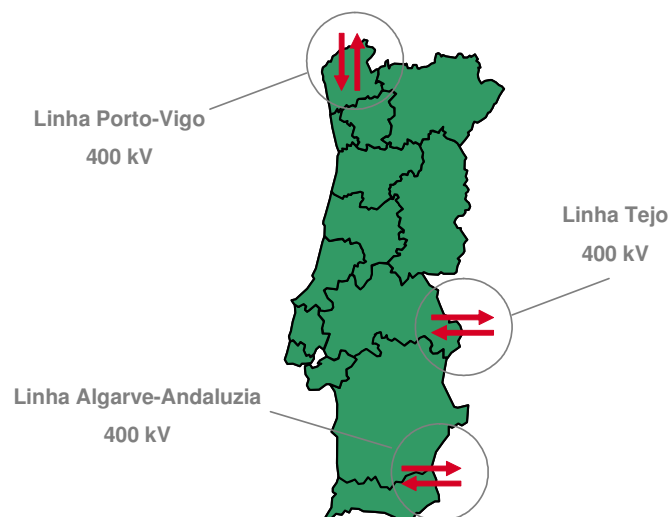


Figura 19. Localização prevista para as futuras interligações

Para um maior entrosamento foi criado um Comité Técnico de Acompanhamento no qual serão discutidos e acompanhados os processos relacionados com:

- Metodologias previsionais da procura de electricidade;
- Planeamento e construção de novas interligações, de acordo com os estudos previsionais;
- Convergência nos procedimentos de operação e nos métodos de exploração;
- Consultoria técnica ao serviço do MIBEL.

Para além deste comité conjunto, ao nível da estrutura accionista das empresas optou-se também pela troca de participações accionistas, entre a REN e a REE como forma de aumentar a articulação entre os operadores, incluindo o direito à nomeação de um representante de cada uma no Conselho de Administração do homólogo.

Em termos esquemáticos, o MIBEL encontra-se basicamente organizado da seguinte forma:

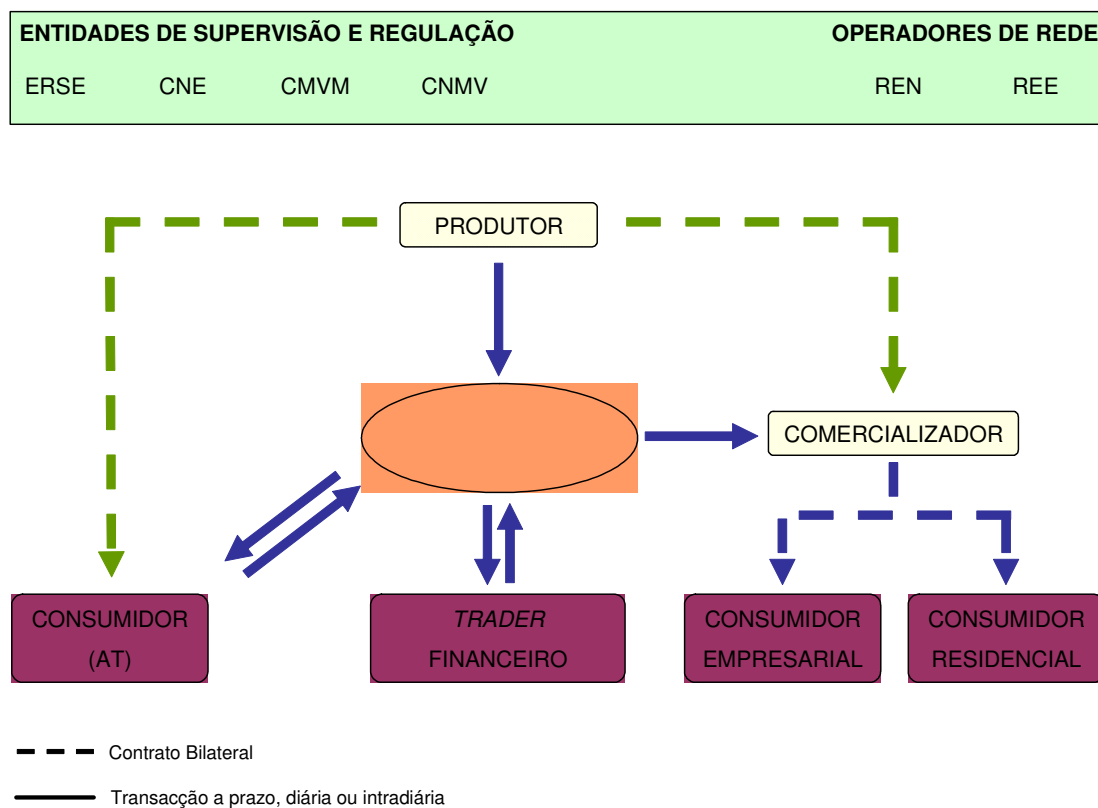


Figura 20. Esquema de organização do MIBEL

3.3 Comparativo entre os mercados do Reino Unido e Ibérico

Com a implementação do MIBEL concluída, conclui-se também o 2º grande processo de integração de diferentes mercados, depois de isto já ter sido feito com os países escandinavos (Noruega, Suécia, Finlândia e Dinamarca), criando o *NordPool*, sendo também o culminar de um processo de liberalização de um sector de actividade tradicionalmente pouco competitivo e monopolizado e cujo movimento de liberalização começou com o R.U.

E é precisamente com o R.U. que muitas das ideias base, fazem parte dos mercados regionais, quer o *NordPool*, quer o MIBEL. No entanto, existem algumas diferenças, sobre as quais se irá falar de seguida.

O primeiro aspecto considerado diz respeito ao modelo de arranque do MIBEL, isto é:

1 MERCADO | 2 SISTEMAS

Esta característica resulta da junção de dois mercados que, apesar de estarem fisicamente unidos, o seu funcionamento era autónomo, cada qual com os seus agentes de mercado, com o seu regulador e operador de rede e de mercado.

Com o memorando de entendimento para a criação do mercado regional, dá-se início a um processo negocial entre todas as partes para se chegar a um entendimento comum sobre os temas relacionados com aspectos legais, regulatórios e operativos. É então durante este longo processo que se vão criando soluções temporárias, aplicadas nos dois países. É um bom exemplo os dois pólos do OMI, o mercado a prazo do lado português e o mercado diário do lado espanhol. Ora, o mercado do R.U. nunca teve necessidade de ter este tipo de prática porque, apesar de estarem envolvidos vários países, as suas redes sempre funcionaram como uma só, havendo uma aplicação imediata das novas orientações, sendo todo o processo centralizado em entidades únicas. Com isto, dá-se que o processo de liberalização do R.U. tenha tido uma celeridade exemplar. Do lado do MIBEL, há uma experiência importante que se retira deste modelo e que, provavelmente, aquando da implementação do Mercado Interno de Electricidade (MIE), irá ser fundamental. São os ensinamentos e experiência numa gestão conjunta de um mercado, com toda a coordenação e linhas de comunicação que isso implica.

Outro aspecto que resulta do anterior é a diferença ao nível das capacidades de interligação e o acesso às redes. No R.U., como já foi referido, a rede desde sempre esteve totalmente interligada, dissimulando as fronteiras físicas e, claro está, sem problemas na capacidade de interligação, permitindo que qualquer agente pudesse disponibilizar o seu bem para qualquer ponto do território. Associando uma forte aposta em facilitar o acesso à rede por terceiros, conseguiu-se criar um mercado totalmente concorrencial, sem barreiras para a entrada de novos agentes. No caso do MIBEL, ainda não se verifica esta situação. Desde que se deu início à implementação, uma das grandes críticas manifestadas pelos concorrentes espanhóis focou-se nesta questão. Duma forma simples, o que é referido por estes concorrentes é de que, existindo uma fraca capacidade de interligação entre os dois países e, à falta de concursos para o aumento de capacidade de produção dentro de Portugal, as empresas espanholas não conseguem ser

competitivas em Portugal (perante a EDP) porque, não conseguindo trazer a electricidade por eles produzida, terão que comprar a electricidade no lado português, ficando com margens mais curtas e sem grandes argumentos para fazer face ao incumbente.

O terceiro aspecto a que se chama a atenção é quanto à concentração do mercado. No R.U., com uma liberalização muito agressiva por parte do Governo, com separação organizacional dos incumbentes e com uma grande permeabilidade à entrada de novos agentes, foi possível quebrar o poder de mercado que alguns tinham. Na Península Ibérica, apesar de também se ter dado passos importantes na separação das empresas, a verdade é que esta separação não é total, ou seja, as empresas estão separadas mas dentro do mesmo grupo económico. Ora, esta situação leva a que na prática o poder de mercado se mantenha. Mesmo em Espanha, onde existem quatro grandes empresas¹ no sector eléctrico (antevendo uma forte concorrência entre elas), o que se verifica é que estas empresas têm presenças (mais fortes ou mais fracas) muito distintas pelas várias províncias espanholas, ocorrendo na maior parte dos casos uma situação de duopólio². Devido a esta situação, no MIBEL existe uma intenção de identificar os agentes dominantes, com maior quota (> 10% do mercado) e obrigar a libertar capacidade de produção para o mercado, para que não existam práticas menos claras de controlo de preços.

Por último, a referência às modalidades de negociação e transacção. Aqui ocorreu uma situação bastante interessante no processo do R.U. Este processo “deve” muito do seu sucesso à ambição de se liberalizar tudo, ao máximo e, dentro desta linha de pensamento, o melhor modelo para a negociação da electricidade seria a implementação de uma bolsa do mesmo género da bolsa de valores mobiliários (acções), onde se está perante uma negociação pura e dura, onde o preço de mercado resulta do encontro entre a curva de oferta e a curva da procura. No entanto, com o decorrer dos anos, as entidades começaram a detectar que a evolução do preço não estava de acordo com o previsto e, pior, começava a ter uma tendência de subida, algo que não fazia sentido num mercado acabado de sair duma situação de monopólio para uma situação de concorrência. De facto, o que se verificou foi que a *Pool*, tal como

¹ Com as suas actividades centradas na electricidade, os quatro grandes grupos são a Endesa (agora pertencente ao grupo Acciona), a Iberdrola, a Unión Fenosa e a Hidro-Cantábrico (actualmente fazendo parte do Grupo EDP).

² Forma particular de monopólio, neste quadro económico, o mercado é dividido por duas empresas onde uma delas produz uma parte importante do *output* da indústria, estando por isso bastante concentrada numa só empresa, permitindo ter um enorme poder de mercado.

estava, permitia que um pequeno grupo de produtores “enganassem” o mercado e vendessem a electricidade a um preço bastante acima daquilo que realmente custava. Isto era possível porque aqui era permitido que todos os produtores recebessem o mesmo valor marginal, o qual podia ser fixado por um pequeno grupo de produtores. Juntando a obrigatoriedade em participar nesta bolsa, sem que existisse qualquer outro tipo de transacção, verificou-se uma falta de liquidez no mercado, a qual vai implicar, necessariamente, o aumento da cotação do bem.

Foi então que se constituiu um novo grupo de trabalho para apresentar uma nova forma de negociação, a NETA. Com este novo modelo, os agentes deixam de estar obrigados a participar na bolsa, sendo agora uma opção destes em participar, com o desenvolvimento dos sistemas, os agentes passam a poder comunicar ao operador de rede das suas transacções até 3 horas antes da transacção (na *Pool*, a negociação ocorria no dia anterior, 24 horas antes da transacção), passando mais tarde para 1 hora, passa a existir o mercado a prazo, para negociação até 1 ano da transacção e, por último, fruto da não obrigatoriedade de participação na bolsa, os agentes de mercado podem celebrar contratos bilaterais entre si.

A partir daqui, o mercado passou a ter outra versatilidade e flexibilidade, desenvolveu-se e ganhou liquidez e, acima de tudo, competitividade, resultando numa queda generalizada dos preços ao consumidor.

Talvez tomando como exemplo estes acontecimentos no R.U., o MIBEL já contempla todas estas características do NETA, pensando-se que os efeitos conseguidos no R.U. sejam os mesmos na Península.

Estas são as principais características que diferenciam os dois mercados e que, apesar de não serem muitas, percebe-se que conseguem alterar bastante o rumo dos acontecimentos, sendo expectável que, pensando em termos de MIE, estas diferenças sejam totalmente esbatidas de todos os mercados regionais.

4 *RELAÇÕES ENTRE MERCADOS REGIONAIS E MERCADO INTERNO DE ELECTRICIDADE*

Apesar dos processos de integração de mercados serem demorados, complexos e, não poucas vezes, de difícil aplicação, a verdade é que eles apresentam-se apenas como um passo intermédio para um processo mais abrangente e global, ou seja, o MIE. De facto, a criação dos mercados regionais, apresenta-se como um obstáculo a transpor antes do processo final.

A formalização deste objectivo, de criação do mercado único, data de 1996, ano em que é publicada a Directiva 96/92/CE, onde são estabelecidas as regras comuns para o MIE, tendo como meta final o aumento da competitividade da própria economia da Europa.

Este documento, surge na sequência das Directivas 90/377/CEE e 90/547/CEE que estabelecem, respectivamente, “Regras comuns para o trânsito de electricidade entre as grandes redes de transporte dentro do território da comunidade” e “Estabelecimento de um processo comunitário que assegure a transparência dos preços no consumidor final industrial de gás e electricidade” apresenta um conjunto de pontos basilares que, ao serem transpostos para as legislações nacionais, irá permitir criar condições para a criação do MIE.

São eles:

- Criação de um mercado concorrencial no subsector da produção de energia eléctrica;
- Livre acesso de terceiros às redes de transporte e distribuição;
- Desverticalização das empresas do sector.

Para que se estes “desejos” sejam aplicados definiram-se um conjunto de disposições relativas a:

- Regras comuns para aplicação à produção, transporte e distribuição de energia eléctrica;

- Normalização específica que rege a organização e o funcionamento do sector eléctrico e o seu acesso por todos os agentes interessados;
- Definição das regras a aplicar aos concursos, às concessões e à exploração de redes.

Após a aplicação desta directiva, é convicção da Comissão Europeia (CE) que se garante uma segurança de abastecimento de nível superior e a abertura do mercado de electricidade.

No entanto, como se pôde perceber pela leitura deste trabalho, o planeamento e a implementação deste objectivo não vai ser fácil, muito menos rápido e com uma complexidade imensa, onde aspectos como as capacidades de interligações, proteccionismos estatais (bem patentes no caso da *Electricité de France*), modelos de transacção e questões tarifárias poderão travar a qualquer momento um processo que, estando virado para um sector estratégico de qualquer nação, já de si é delicado, mesmo tendo em conta as orientações firmes das instituições europeias.

Para se perceber o quão ambicioso é este projecto do MIE basta olhar para os mercados regionais existentes até ao momento. De facto, decorridos cerca de 20 anos sobre o início de um movimento de liberalização e integração dos mercados energéticos, com origem no R.U., verifica-se que apenas existem 3 mercados regionais em pleno funcionamento, ou seja:

1. O mercado do R.U.¹;
2. O *NordPool*, mercado regional que compreende os Estados da Noruega, Suécia, Finlândia e Dinamarca;
3. O MIBEL, o Mercado Ibérico de Electricidade, composto por Portugal e Espanha.

Por outro lado, apesar deste número escasso, mesmo estes mercados, têm tido diversos reajustes no funcionamento e, no caso particular do MIBEL, o volume de

¹ Apesar de nem todos os especialistas considerarem este como sendo um mercado regional, uma vez que as organizações políticas de Inglaterra, País de Gales, Escócia e Irlanda do Norte apresentarem um Chefe de Estado comum, a Rainha Isabel II, não se estando assim a falar de diferentes países, a verdade é que nesta dissertação considera-se que cada Estado tem a sua cultura, o seu dialecto e os seus representantes, pelo que faz todo o sentido considerar o R.U. como um mercado regional, que engloba vários Estados.

transacções é ainda muito escasso, normal num mercado com apenas 1 ano de existência.

No entanto, apesar deste cenário algo desolador, não é menos verdade que, neste momento são vários os mercados regionais que se encontram em fase de planeamento e construção, com datas previstas para a entrada em funcionamento. Encontram-se nesta fase:

1. Mercado regional Irlanda / R.U.¹;
2. Mercado regional Europa Ocidental (constituído pela Bélgica, França e Holanda);
3. Mercado eléctrico da Alemanha (a par com o mercado do R.U., é um mercado de grande dimensão, com utilities de grande dimensão como a E.On e a RWE);
4. Mercado eléctrico da Itália (para além da grande dimensão deste mercado, também apresenta grandes dificuldades técnicas para as interligações através da cordilheira dos Alpes);
5. Mercados eléctricos da Áustria e Suíça (não tanto pelas suas dimensões, mas pela importância e situação geográfica que estes países têm perante os outros Estados Membros, sendo candidatos a pertencerem a um mercado juntamente com a Alemanha ou França).

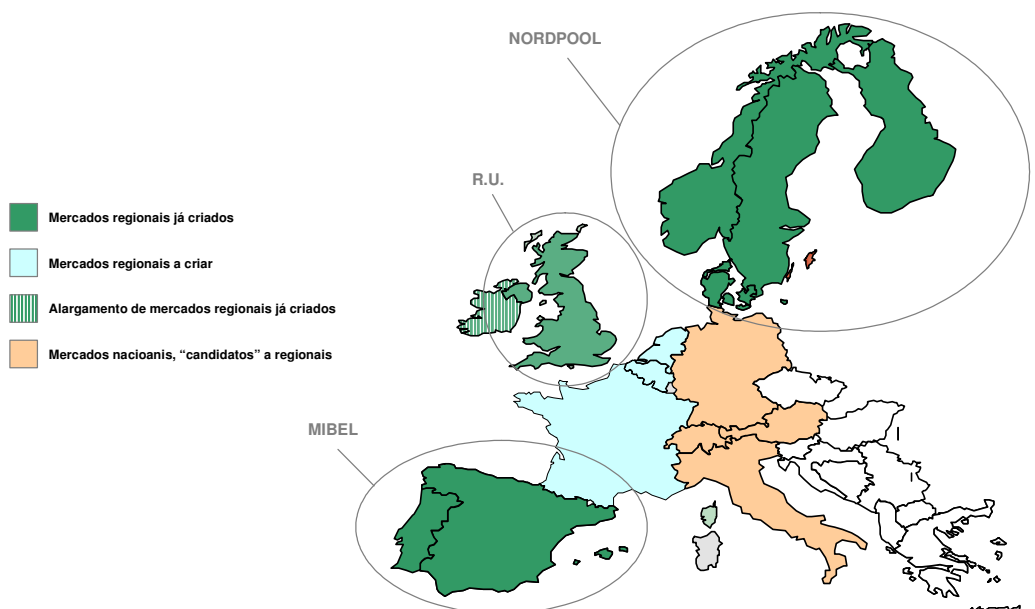


Figura 21. Mapa dos mercados regionais de electricidade

¹ Como foi referido atrás, este ponto não é consensual, no entanto, em qualquer dos casos, a integração da Irlanda configura a criação de um mercado regional.

Pelas suas características e dimensões, estes são considerados os principais mercados, no entanto, outros há em estudo, dado o recente alargamento da U.E. e, mais uma vez, importância geográfica que possam ter:

6. Mercado regional Sudoeste da Europa (do qual fazem parte Albânia, Bósnia-Herzgovina, Bulgária, Croácia, Grécia, Hungria, Macedónia, Roménia e Sérvia)¹;
7. Mercado regional da Europa de Leste (onde se insere a Eslováquia, a República Checa e a Polónia);
8. Mercado regional do Báltico (pelos países que constituem esta região, ou seja, Estónia, Letónia e Lituânia);

Olhando de perto para alguns países, não é difícil perceber onde residem algumas dificuldades para a criação destes mercados. Tomando apenas um exemplo, veja-se o caso francês. Ao contrário da convicção (e das orientações) da CE, o Estado Francês tem insistido em autorizar e até, incentivar, movimentos de concentração de empresas do sector, criando assim os chamados “campeões nacionais”, os quais, sendo propriedade do Estado, estão totalmente blindados a qualquer movimento dos seus concorrentes. A recente fusão entre a Gaz de France (GdF) e a Suez para evitar que a última fosse tomada pela italiana ENEL é um bom exemplo. Ora, com a criação de mercados regionais, competitivos e concorrenciais, totalmente liberalizados, estas empresas deixam de poder efectuar estes movimentos com a facilidade com que o fazem actualmente, isto apesar de a sua capitalização bolsista rondar os 70 mil milhões de euros, valor que desencoraja qualquer operação hostil.

Apesar de parecer repetitivo, questões como a importância estratégica do bem electricidade, essencial ao nível político, os pesados investimentos que já efectuaram e a presença num sector de baixo risco, com taxas de rentabilidade bastante interessantes, irão fazer com esta rede transeuropeia seja o resultado de um processo longo, com avanços e recuos e com inúmeras incertezas quanto ao seu sucesso. No entanto, a possibilidade de qualquer empresa do sector poder estar presente num mercado potencial de 200 milhões de habitantes e uma negociação política que agrade todas as partes fazem crer que o futuro será mesmo o do MIE.

¹ Meramente indicativo, uma vez que é pouco provável que alguns países, nomeadamente, os que compõem os Balcãs, façam parte destes mercados.

Para que este mercado seja uma realidade foi definido um conjunto de requisitos, que servirão de base ao modelo. Como se pode imaginar, alguns destes requisitos são comuns ao que tem sido aplicado para a criação dos mercados regionais. Questões como a abertura à concorrência da produção e da comercialização, redes de transmissão num modelo de monopólio natural com a consequente supervisão do regulador e com total liberdade de uso por terceiros e, por último, a separação da cadeia de valor das empresas outrora concentradas são requisitos que, nos mercados estudados, foram aplicados numa fase precoce. Os outros dois requisitos, a possibilidade da aplicação de um período de transição para recuperação de investimentos avultados e a total liberdade e capacidade para trocas de electricidade entre os Estados Membros já são menos consensuais, não se verificando o mesmo padrão em todo o território europeu. Estas dificuldades surgem por impossibilidade técnica (veja-se o caso das interligações através das cordilheiras montanhosas dos Pirinéus ou dos Alpes), pela intervenção dos Governos (no caso de Espanha, ainda existe uma acesa discussão em torno do défice tarifário, criando desequilíbrios numa abertura de mercado repentina) ou porque, simplesmente, não interessa ter grande capacidade de interligação (evitando com isto um “assalto” ao respectivo mercado por parte dos grandes *players* europeus).

Termina-se este capítulo com uma breve referência ao gás natural. Quer neste modelo para o MIE, quer nas opções estratégicas das empresas, é cada vez maior o interesse em fazer convergir o sector da electricidade com o sector do gás. Este interesse de convergência resulta essencialmente dos ganhos de eficiência e diminuição dos custos nas eléctricas caso consigam ter também o gás no seu *core business* e, do lado da oferta, o leque de soluções para o cliente final, com produtos inovadores, integrados e feitos à medida das necessidades, alarga-se substancialmente, com claras vantagens, quer para os consumidores quer para as empresas.

5 CONCLUSÕES

Os mercados eléctricos estão em mudança, os paradigmas são outros, da segurança de abastecimento para a sustentabilidade, os mercados passaram de monopólios para concorrenciais, a regulação para toda a cadeia de valor, quase ao serviço das empresas, está agora focalizada nas infra-estruturas, com força suficiente para não ser questionada, na produção e na comercialização é necessário “contar espingardas” e preparar estratégias para estar presente num negócio rentável, com riscos controlados e com a concorrência à espreita, a electricidade tornou-se num valor, transaccionavel em bolsa.

Este é o panorama e os consumidores agradecem. Têm melhor serviço e melhores preços.

Este é o panorama e as empresas agradecem. São mais eficientes, estão motivadas para ganhar, têm liberdade para negociar.

As Direcções Gerais definem a política energética, planeiam e legislam, os reguladores garantem equidade no acesso, definem tarifas, informam, supervisionam e os operadores de rede, concentram-se na excelência técnica das redes e gerem o trânsito.

Estes são os protagonistas, os seus deveres e direitos são claros e tudo isto deve-se ao modelo de mercado pensado para o efeito e que está em vigor, com algumas diferenças, no Reino Unido e na Península Ibérica.

Se por um lado, o processo de liberalização do R.U. apresentou-se como, a primeira grande acção de liberalização de mercado ocorrida na Europa, com um sucesso inquestionável, apesar de alguns ajustes já efectuados, a criação do MIBEL surge como um complexo processo de integração de dois sistemas eléctricos distintos, com questões complicadas ao nível legislativo (criação de legislação comum para os dois), ao nível da regulação (a forma como se interpreta a regulação por cada um era algo diferente, sendo necessário obter um meio termo) e, tecnicamente, apesar de não existir um sério problema de incompatibilidade entre redes, existe, isso sim, um problema de capacidade de interligação.

O processo britânico apresentou-se desde logo como um processo ambicioso e audaz no sentido em que, a implementação de uma liberalização total e imediata de um sector “habitado” ao monopólio foi uma aposta arriscada que poderia ter corrido mal. No entanto, apesar de anos mais tarde se verificar a necessidade de introdução de alguns

ajustes, a verdade é que este processo teve resultados imediatos, apresentando, desde o início, uma vitalidade muito grande, com entrada de novos operadores, baixa de preços e apresentando ainda lucros, dando a entender um aumento de eficiência. Um sistema inovador na medida em que se assume que é necessário a existência de um monopólio natural, que faça a gestão das redes de transporte e de distribuição e que esteja sempre sob o olhar atento do regulador o qual será responsável pela definição das tarifas e pela imposição de critérios de eficiência aceitáveis. E aqui surge um importante conceito deste processo, o da existência do regulador que, ao contrário do que acontecia nos E.U.A., onde o regulador tinha como principal preocupação a de controlar possíveis movimentos de concentração de poder, no R.U. o regulador ia preocupar-se essencialmente com o garantir que as empresas reguladas apresentavam elevados níveis de eficiência. A outra característica inovadora neste mercado foi a criação de uma bolsa de transacção de energia eléctrica, a *Pool*, e cuja utilização era obrigatória para quem pretendesse negociar neste sector. No entanto, nesta situação, os resultados não foram tão animadores como seria de esperar uma vez que este mercado, da forma como estava a funcionar, acabou por ser facilmente manipulável pelos agentes, os quais conseguiram manipular as cotações da electricidade em benefício próprio. Perante esta situação, não restou outra solução de deixar cair esta solução e implementar outra, mais flexível, com mais instrumentos de negociação e sem obrigatoriedade de participação.

Quanto ao MIBEL, com o seu início em 1998, teve a oportunidade de retirar algumas ilações do seu congénere britânico e, talvez seguindo a mesma audácia, teve como objectivo principal o de juntar dois mercados, totalmente autónomos, de diferentes países, num só. O objectivo foi atingido, em 2007, cerca de 10 anos depois. De facto, ao contrário do britânico, o MIBEL foi tudo menos um processo rápido e simples. Com variadas alterações dos governos dos dois países, fortes grupos de pressão a trabalhar para que ganhassem vantagem nas negociações e com um forte proteccionismo de parte a parte, foram muitos os avanços e recuos. Entre as principais questões a serem resolvidas estiveram os mecanismos regulatórios, onde se inclui a definição de tarifas, a definição das compensações para quebra dos contratos de longo prazo e a falta de capacidade de interligação, que não permite uma igualdade de operação para todos os concorrentes. No que diz respeito às transacções, o mercado foi concebido para ser flexível e com liquidez, com diversas formas de negociação possível.

Comparando os dois processos pode-se constatar que continuam a existir abordagens diferentes para os respectivos mercados e, principalmente, quando se fala

em protecționismo. Ora, o modelo britânico é muito pragmático neste aspecto, aliás, em linha com o habitual pensamento anglo-saxónico, em que consideram que os mercados devem ser o mais concorrenciais possíveis e onde os agentes não têm qualquer barreira à sua actividade. Já na Península Ibérica, a questão não tem o mesmo tratamento. É por todos conhecida a apetência que os espanhóis têm para protegerem as suas empresas de movimentos estrangeiros, aproveitando, no entanto, todas as oportunidades que lhe surgem nos outros países onde actuam ou pretendem actuar. Já em Portugal, tem existido um certo interesse em limitar a capacidade de interligação para evitar uma entrada em força e desproporcional das *utilities* espanholas no mercado e as posições accionistas privilegiadas que o Estado tende a manter na eléctrica portuguesa e na GALP (o novo futuro agente económico neste sector) serve de garantia a que não haja nenhuma surpresa.

Em relação à negociação, após o acerto feito pelas autoridades britânicas, verifica-se que, tal como no MIBEL o mercado é flexível, com mercados a prazo, diários e intradiários, não obrigatórios e com a figura dos contratos bilaterais entre agentes.

De uma forma geral, as autoridades ibéricas souberam tirar partido das informações disponíveis e conceberam um sistema de qualidade, em linha com o realizado pelos britânicos (classificado como *case study* mundial), apresentando mesmo vantagens ao nível da coordenação de sistemas e estruturas, uma vez que, cada país com a suas estruturas do MIBEL, estes têm sabido manter uma complementaridade elevada entre os dois, com claras vantagens para o futuro, onde se avizinha o M.I.E.

Com as experiências bem sucedidas do R.U., do MIBEL e do NordPool, o objectivo da criação do M.I.E. é cada vez mais uma realidade, no entanto, mercados difíceis como o francês ou o italiano ainda deixam no ar alguma incerteza quanto ao futuro.

6 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- AMARAL (L. Mira), Série de artigos publicados no Jornal de Negócios, 2005-2006
- ARRIAGA (José), Libro Blanco sobre la reforma del marco regulatorio de la generación eléctrica en España, 2005
- ASSOCIAÇÃO PORTUGUESA DE ENERGIA, “Dicionário de terminologia energética”, 3ª edição, 2001
- BRENNAN (Timothy), “Regulation and Competition as Complements”, Obtaining the best from regulation and competition”, 2005
- COUNCIL OF EUROPEAN ENERGY REGULATORS, “Annual report”, 2004
- COUNCIL OF EUROPEAN ENERGY REGULATORS, “Third benchmarking report on quality of electricity supply”, *Electricity working group*, 2005
- Directiva 90/377/CEE, 29 de Junho de 1990
- Directiva 90/547/CEE, 29 de Outubro de 1990
- Directiva 96/92/CE, 19 de Dezembro de 1996
- EDP – ENERGIAS DE PORTUGAL, “Relatório e Contas”, *Caderno Institucional e do Governo da Sociedade*, 2006
- ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION, “International energy outlook”, 2005
- EURELECTRIC, “The role of electricity – a new path to secure, competitive energy in a carbon-constrained world”, 2007
- EUROPEAN REGULATED GROUP FOR ELECTRICITY AND GAS, *Annual report*, 2004
- EUROPEAN REGULATED GROUP FOR ELECTRICITY AND GAS, “The creation of regional electricity markets”, *ERGEG conclusions paper*, 2006
- GEYER (Christian) et al, “Introducing new risk classes to organized exchanges: the case of electricity derivatives”, *Risk Management*, pp 652-670, 2005
- GLACHANT (J. Michel) et al, “Competition in European electricity markets”, 2003
- IPA ENERGY CONSULTING, Review of EU Electricity Markets, 2006
- KRAUS (Michael), “Liberalised Energy Markets – Do We Need Re-Regulation?”, *Applied Research in Environmental Economics*, 2005

LITTLECHILD (Stephen), “Beyond Regulation”, *IEA/LBS Beesley Lectures on Regulation*, Series XV, 2005

LITTLECHILD (Stephen), “Competition and contracts in the Nordic residential electricity markets”, *EPRG Publications*, 2005

LITTLECHILD (Stephen), “Competition Benefits”, *ACCC Forum*, 2003

PINTO (Marta), Estudo sobre a Liberalização do Sector Eléctrico e as Implicações para o Mercado Português, 2001

SANTANA (João), “A concorrência no sector eléctrico”, IST, 2007

SARAIVA (João), “Iberian Electricity Market Difficulties, Advantages and Challenges”, 2007

SHAW (Duncan), “The Viable Systems Model Applied to a Smart Network: The Case of the UK Electricity Market”, *Smart Business Network*, 2005

SILVA (A. Ribeiro), “Análise de eficiência com DEA (análise evolutória de dados)”, 2005

SOARES (M. Isabel), “A liberalização do sector eléctrico e a ciência económica: o que a evidência empírica demonstra”

TORRES (P. Miguel), “Metodologias de resolução de congestionamentos: Rede Ibérica de Transporte de Electricidade”, 2004

VALDALBERO (Domenico), “Energy Market Regulation: Impacts of EU Research”, *Applied Research in Environmental Economics*, 2005

VRIES (L.J.) et al, “Liberalisation and Internationalisation of the European Electricity Supply System”, *Critical Infrastructures at Risk*, 2006

WEBER (Christoph), “Deregulation and Markets in the Electricity Industry”, *Uncertainty in the Electric Power Industry*, 2005