

Previsão de Preços de Energia Eléctrica em Mercados de Electricidade

Horizonte de 1 Semana

André Esteves Alves Freire Duarte
MIEEC 2008

.3(043)
Aa/PRE

Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto



FEUP

Previsão de Preços de Energia Eléctrica em Mercados de Electricidade - Horizonte de uma semana

André Esteves Alves Freire Duarte

Tese submetida no âmbito do
Mestrado Integrado em Engenharia Electrotécnica e de Computadores
Major de Energia

Orientador: Professor Doutor João Paulo Tomé Saraiva
Co-orientador: Professor Doutor José Nuno Moura Marques Fidalgo

Junho de 2008

99070¹¹
6213 (043) / DUA a / PRE
09 02 09

A Dissertação intitulada

**“PREVISÃO DE PREÇOS DE ENERGIA ELÉCTRICA EM MERCADOS DE
ELECTRICIDADE - HORIZONTE DE 1 SEMANA”**

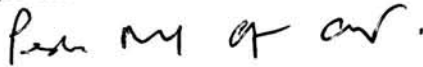
foi aprovada em provas realizadas em 23/Julho/2008

o júri

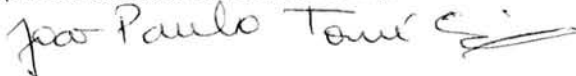
presidente Professor Doutor Manuel António Cerqueira da Costa Matos
professor catedrático da Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto



Professor Doutor Pedro M. S. Carvalho
professor auxiliar do IST da UTL



Professor Doutor João Paulo Tomé Saraiva
professor associado da Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto



Professor Doutor José Nuno Moura Marques Fidalgo
Professor auxiliar da Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto



O autor declara que a presente dissertação (ou relatório de projecto) é da sua exclusiva autoria e foi escrita sem qualquer apoio externo não explicitamente autorizado. Os resultados, ideias, parágrafos, ou outros extractos tomados de ou inspirados em trabalhos de outros autores, e demais referências bibliográficas usadas, são correctamente citados.

Autor - André Esteves Alves Freire Duarte



Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto

Aos meus pais

“Le travail mental de prévision est une des bases essentielles de la civilisation. Prévoir est à la fois l’origine et le moyen de toutes les entreprises, grandes ou petites”.

P. Valéry, *Variété III*

Resumo

ESTE trabalho cobre duas áreas de estudo, sendo a primeira parte orientada para uma análise do estado da arte relativo à reestruturação do Sector Eléctrico na Europa, bem como para os obstáculos que têm surgido desde que foram dados os primeiros passos até à actualidade. No decorrer da história recente do processo da reestruturação, foi dada uma atenção merecida às Directivas Europeias, assim como aos desenvolvimentos recentes tendo em vista o objectivo último de introduzir o Mercado Interno da Electricidade. Será dada uma atenção especial ao caso da Península Ibérica, e em particular aos mecanismos de mercado presentes em Espanha e em Portugal no âmbito do jovem MIBEL. Serão citados vários autores, de diferentes áreas e em abordagens distintas, procurando identificar diferentes pontos de vista, sobre um dos temas mais relevantes da actualidade no seio da União Europeia.

Na segunda parte deste trabalho, correspondente aos capítulos 4 a 7, pretendeu-se obter conhecimentos alargados sobre metodologias de previsão e sua utilização prática quando aplicadas aos preços de energia eléctrica. Numa primeira fase, e de forma breve, serão abordadas algumas metodologias de previsão e, posteriormente, uma análise mais profunda incidirá sobre as Redes Neurais Artificiais, nas quais se irá trabalhar com a finalidade de as testar num exercício prático de previsão. O horizonte temporal para o exercício de previsão a realizar será de uma semana tendo por base dados do mercado Espanhol.

Por fim, os conhecimentos adquiridos ao longo do trabalho, que pressupõe a interacção entre duas áreas de conhecimento - Mercados de Electricidade e Metodologias de Previsão -, culminarão no capítulo 8, referente às conclusões, onde serão sintetizados os resultados do exercício da previsão. Ainda neste capítulo, tentar-se-á explicar tais resultados através de conhecimentos aprendidos durante o estudo do comportamento e mecanismos dos mercados de electricidade. Por fim, são sugeridas algumas direcções para trabalhos futuros.

Abstract

THIS work embraces two study areas. The first one comprises an analysis of the state of the art regarding the restructuring of the European Electric Sector, as well as the obstacles encountered since it started. In the short term history of this restructuring process, the focus was on the European Directives, as well as the recent developments towards the launch of the Internal Electricity Market. A special attention was paid to the Iberian case, in particular the existing market mechanisms of the "young" MIBEL established between Spain and Portugal. Several authors are cited covering different areas and approaches in the pursuit of gathering several points of view on one of the most relevant issues inside the European Union.

The main goal of the second part is to develop an approach for forecasting the hourly electricity prices a week in advance. Based on that, throughout chapters 4 to 7, an extensive knowledge gathering took place with the goal of evaluating methodologies for the prediction of the electricity power prices. In a first phase, the most common techniques will be mentioned, followed by a in-depth analysis and practical exercise using Neural Networks. The prediction horizon considered in this case-study was one week, and the exercise used data from the Spanish market.

Lastly, conclusions are drawn with the knowledge base of the two parts of the work - Electricity Markets and Prediction Methodologies. These conclusions are seen on the light of what was learned during the study of the behaviour and of the mechanisms of electricity markets. Suggestions for future work are also mentioned in the end of the text.

Résumé

C E travail couvre deux aires d'étude, dont la première partie est orientée pour une analyse de l'état de l'art de la structuration du secteur Electrique dans l'Europe, aussi bien que pour les obstacles qui ont surgi dès que les premiers pas sont donnés jusqu'au présent. Dans la suite de l'histoire récente du procès de restructuration, on a donné l'attention qu'elles le méritent a toutes les directives, ainsi q'aux développements récents, ayant comme objectif dernier l'introduction du Marché Interne d'Electricité. Une attention spéciale sera donnée au cas de la Péninsule Ibérique, en particulier aux mécanismes de marché présents en Espagne aussi qu'au Portugal dans l'enceinte du jeune MIBEL. Plusieurs auteurs seront cités dans les différentes aires et en distinctes abordages, en cherchant l'identification des différents points de vue sur un des thèmes plus éminents de l'actualité au sein de l'Union Européenne.

Dans la seconde partie de l'étude, correspondant aux chapitres 4 à 7, l'objectif c'est d'obtenir les connaissances élargies sur les méthodologies de prévision et son utilisation pratique pour prévoir les prix de l'énergie électrique. Dans une première phase et d'une manière concise seront abordés quelques méthodologies de prévision et après on fera une analyse plus profonde qui se soutiendra sur les réseaux neuro mimétiques, avec lesquels on travaillera pour la finalité de les tester dans un exercice pratique de prévision. L'horizon temporel pour l'exercice de prévision qu'on réalisera sera d'une semaine, en ayant pour base les données du marché espagnol.

Dans la fin de l'étude, les connaissances acquises au long du travail, qui suppose l'interaction entre les deux aires de connaissance - Marchés d'Electricité et Méthodologies de Prévision - finiront dans le chapitre 8 avec les conclusions où seront synthétisés les résultats de l'exercice de prévision. Dans ce chapitre on essaiera encore l'explication des résultats à travers des connaissances acquises le long de l'étude du comportement et des mécanismes des marchés d'électricité.

Agradecimentos

Desejo expressar a minha gratidão ao Professor Doutor João Paulo Tomé Saraiva pela disponibilidade incansável e simpatia que dispensou na orientação deste trabalho, bem como pelas esclarecidas considerações sobre mercados de electricidade.

De igual modo, desejo agradecer ao Professor Doutor José Nuno Fidalgo pela dedicação e empenho na co-orientação deste trabalho e pelas preciosas sugestões prestadas no tratamento de Redes Neurais.

O Autor.

Conteúdo

Resumo	vii
Agradecimentos	xiii
1 Introdução	1
1.1 Aspectos Gerais	1
1.2 Motivação e Objectivos	2
1.3 Estrutura da Dissertação	2
2 Reestruturação do Sector Eléctrico	5
2.1 Processo Globalizado	5
2.2 A Reestruturação na Europa	7
2.2.1 Directivas Europeias	8
2.2.1.1 Directiva 92/96/CE	8
2.2.1.2 Directiva 2003/54/CE	11
2.2.1.3 Desenvolvimentos Recentes	14
2.3 Portugal	16
2.3.1 Quadro Legal em Portugal	17
2.3.1.1 Reforma de 1995	17
2.3.1.2 Desenvolvimentos Recentes	19
2.4 Espanha	20
3 Mercados de Electricidade	23
3.1 O Mercado Muito Especial da Energia Eléctrica	24
3.2 Bolsa de Electricidade: Modelo em <i>Pool</i>	25
3.2.1 Bolsa Obrigatória Vs. Bolsa Voluntária	27

3.2.1.1	Bolsa Obrigatória de Energia Eléctrica	28
3.2.1.2	Bolsa Voluntária	30
3.2.2	O “ <i>Market-Splitting</i> ”	31
3.2.3	O Preço do Mercado	32
3.2.3.1	Elasticidade	33
3.2.3.2	Mercado Perfeito	34
3.2.3.3	Preços de Ramsey	36
3.3	O Mercado Interno de Electricidade:	
	Enquadramento na UE	38
3.3.1	História e Desenvolvimento	39
3.3.2	Em Direcção a um Mercado Eficiente	40
3.3.2.1	Iniciativas Regionais: A Chave da Europa para a Integração num Mercado Interno	42
3.4	MIBEL	44
3.4.1	Características Gerais	44
3.4.2	Interligação das Redes de Transporte	46
3.4.3	Operadores do Mercado: OMEL (OMIE) e OMIP	48
3.4.4	Espanha: OMEL	48
3.4.4.1	Descrição	48
3.4.4.2	Mercado Diário	49
3.4.4.3	Solução de Restrições Técnicas	50
3.4.4.4	Atribuição de Regulação Secundária	51
3.4.4.5	Mercado Intradiário	51
3.4.4.6	Desvios entre Sessões do Mercado Intradiário	52
3.4.4.7	Contratação Bilateral em Espanha	52
3.4.5	Portugal: OMIP	52
3.4.5.1	Descrição	52
3.4.5.2	Produtos	53
3.4.5.3	Negociação na Plataforma do OMIP	54
3.4.5.4	Regras do Mercado	55
3.4.5.5	Leilões PT-VPP	56

4	Metodologias de Previsão no Sector Eléctrico	59
4.1	Análise da Evolução das Metodologias de Previsão	59
4.2	Previsão no Sector Eléctrico	60
4.3	Escolha das Redes Neurais Artificiais como Metodologia de Previsão	61
5	Redes Neurais Artificiais	65
5.1	Introdução	65
5.2	Fundamentos das Redes Neurais	67
5.3	Modelização das ANNs	68
5.3.1	Modelo do Neurónio Artificial em Camadas	68
5.3.2	Funções de Transferência	70
5.3.2.1	Exemplos de Funções de Transferência	70
5.3.3	Limiar	72
5.4	Processo de Aprendizagem das ANNs	72
5.4.1	O Algoritmo “ <i>Back-Propagation</i> ”	73
5.5	Arquitectura da Rede Neuronal	74
5.6	Software Utilizado	77
5.6.1	Função de Treino	78
5.6.2	Indicadores de Performance e Divisão de Dados	79
6	Dados Utilizados para Treino e Teste da ANN	81
6.1	Entradas	82
6.1.1	Dia da Semana e Mês do Ano	82
6.1.1.1	Dia da Semana	82
6.1.1.2	Mês do Ano	82
6.1.2	Preço do Brent e do Gás Natural	83
6.1.3	Preço da Energia Eléctrica em Dias Anteriores	85
6.2	“ <i>Targets</i> ”	87
6.3	Saídas	87
6.4	Conjuntos de Treino e de Teste	87
6.5	Filtragem dos Dados	88
6.6	Estandardização dos Dados	88

7	Previsão de Preços de Energia Eléctrica no Mercado Eléctrico Espanhol	91
7.1	Desempenho das ANNs Treinadas	92
7.2	Tratamento de Feriados	96
7.3	Resultados Obtidos	99
8	Conclusões e Trabalho Futuro	105
8.1	Satisfação dos Objectivos	106
8.2	Trabalho Futuro	107

Lista de Figuras

2.1	Constituição do Sistema Eléctrico Nacional de acordo com a legislação de 1995, vigorando até 2006.	18
2.2	Organização do Sector Eléctrico Espanhol	21
3.1	Fixação do preço de mercado para um período de tempo.	28
3.2	Elementos de Mercado	32
3.3	Correlação entre Tipo e Poder de Mercado	33
3.4	Determinação do preço de mercado em <i>mercado perfeito</i>	35
3.5	Pontos de Interligação entre a Rede de Portugal - Espanha e Reforços Previstos até 2014.	47
3.6	Horário das sessões do Mercado Intradário no OMEL.	52
5.1	Funcionamento básico de uma Rede Neuronal.	66
5.2	Analogia entre o fluxo de informação num neurónio biológico e num neurónio artificial.	68
5.3	Representação de um neurónio artificial.	69
5.4	Conexão de uma rede neuronal em camadas.	69
5.5	Funções de transferência em degrau e em rampa ou linear.	71
5.6	Funções de transferência do tipo sigmóide.	71
5.7	Representação de um neurónio com um limiar b_{kx} e a deslocação provocada por este numa função de transferência <i>Tan-Sigmoid</i>	72
5.8	Arquitectura da ANN que produziu os melhores resultados.	76
6.1	Evolução do preço do índice BRENT desde 1 Janeiro de 2006 até 29 de Fevereiro de 2008.	84

6.2	Auto-correlação linear entre o dia d e o dia $d-n$, para três horas diferentes do dia.	86
7.1	<i>net_8NEURON_BRENT_D-7</i> : A partir de dada época de treino, o erro no conjunto de treino decresce mas o erro no conjunto de validação e teste cresce, revelando que a rede se sobre-adapta ao conjunto de treino mas perde capacidade de generalização.	95
7.2	<i>net_3NEURON_BRENT_D-7</i> : Uma rede adequada, portanto, exibirá erros de treino e validação semelhantes e pequenos, no final do processo de treino.	95
7.3	Efeito do tratamento de feriados para o dia 1 de Janeiro de 2008.	98
7.4	Efeito do tratamento de feriados para o dia 6 de Janeiro de 2008.	98
7.5	Evolução do preço da energia eléctrica no dia 22 de Janeiro de 2008, 3 ^a feira.	99
7.6	Evolução do preço da energia eléctrica no dia 9 de Janeiro de 2008, 4 ^a feira.	100
7.7	Evolução do preço da energia eléctrica no dia 7 de Fevereiro de 2008, 5 ^a feira.	100
7.8	Evolução do preço da energia eléctrica no dia 2 de Fevereiro de 2008, sábado.	101
7.9	Evolução do preço da energia eléctrica no dia 17 de Fevereiro de 2008, domingo.	101

Lista de Tabelas

2.1	Resumo dos Principais Entraves à Concorrência.	8
2.2	Modelos do Sector Eléctrico.	9
3.1	Organização das Bolsas de Electricidade na Região da OCDE	27
3.2	Mercados Regionais de Electricidade definidos pelas Iniciativas Regionais da ERGEG.	42
3.3	Procura anual de energia eléctrica no MIBEL em 2015.	46
3.4	Agentes Compradores no Mercado Diário.	50
3.5	Quadro Normativo das regras do OMIP.	55
4.1	Características das ANNs enquanto metodologia de previsão.	63
6.1	Coefficientes de auto-correlação para os diferentes cenários calculados. . .	86
6.2	Valores máximos e mínimos do BRENT e do preço da energia eléctrica. .	89
7.1	Comparação do MSE entre diferentes configurações de ANNs, utilizando séries diferentes de BRENT.	93
7.2	Comparação do MSE entre diferentes configurações de ANNs.	94
7.3	Aumento relativo percentual para o dia 1 de Janeiro de 2008.	97
7.4	Aumento relativo percentual para o dia 6 de Janeiro de 2008.	97
7.5	Valores horários do MAPE obtido com a melhor ANN, após o tratamento dos feriados.	102
7.6	Valores médios do MAPE por tipo de dia da ANN com tratamento de feriados.	102
7.7	Valores do MAPE obtidos no estudo de Pino, R. et al. (2007).	103

Capítulo 1

Introdução

1.1 Aspectos Gerais

O processo de reestruturação do sector eléctrico e o aparecimento dos mercados de electricidade na maioria dos países da Europa Continental começou durante a década de 90. Com a excepção de Espanha, que iniciou o seu *pool* em 1997, aquele processo ainda decorre actualmente em diversos países Europeus.

Esta transição foi impulsionada pela Directiva 92/96/CE (Ver secção 2.2.1.1) da Comissão Europeia intitulada “Directiva para o Mercado Interno da Electricidade”. A grande motivação para esta directiva foi a convicção, por parte da Comissão Europeia, de que a liberalização, a privatização e a desregulação¹ do preço resultassem em competição no mercado grossista, assim como no retalho, o que iria culminar em preços de energia eléctrica mais baixos para toda a Europa.

A intenção inicial da Comissão Europeia era a criação de um Mercado Interno de Electricidade (Ver secção 3.3). Porém, o que se adivinha no futuro como um mercado comum, está hoje ainda dividido em sete diferentes regiões² (Ver Tabela 3.2) e sub-mercados separados por capacidade insuficiente entre fronteiras nacionais e, consequentemente, em preços muito dispares nas várias regiões.

¹Emergindo da tradução literal do vocábulo inglês “*deregulation*”, a desregulamentação, no sentido que foi dado pela Comissão Europeia, traduz o conjunto de medidas que tiveram por objectivo diminuir o volume e peso das normas jurídicas.

²As Iniciativas Regionais foram criadas em 2006 como uma plataforma para a identificação de soluções de problemas práticos tais como a falta da integração em mercados regionais. No âmbito destas iniciativas nasceram **sete regiões no mercado de electricidade**.

“Em consequência da mescla de experiências reformistas e da variedade de abordagens alternativas adoptadas, emergiu o debate sobre o desenho da política óptima de reestruturação das indústrias de rede (network utilities), nomeadamente da electricidade” (Pereira da Silva, P., 2007)

1.2 Motivação e Objectivos

Nesta procura por um ambiente competitivo o preço da electricidade deixa de ser fixado por métodos próprios da regulação tarifária, e passa a ser estabelecido por mecanismos de mercado.

O mercado *Spot* centralizado, também conhecido por mercado em *Pool*, é o exemplo de uma estrutura para relacionar a produção e a carga. Foi nesta perspectiva que surgiu o interesse na realização deste trabalho, que consiste na previsão de preços da energia eléctrica, resultante do *Pool* em Espanha. Para realização dos exercícios da previsão será utilizada uma metodologia baseada em Redes Neurais Artificiais.

Neste sentido, será criada uma Rede Neuronal Artificial à qual serão apresentados um conjunto de dados históricos (variáveis de entrada da rede) que influenciam o preço da energia eléctrica, resultante do *Pool*. Perante estes dados, a Rede Neuronal será treinada e posteriormente fornecerá a previsão pretendida sob o horizonte temporal de uma semana.

1.3 Estrutura da Dissertação

O presente trabalho encontra-se estruturado em 8 capítulos. No segundo capítulo é abordado o paradigma da reestruturação no Sector Eléctrico, dando especial ênfase aos desenvolvimentos que têm decorrido na Europa e mais precisamente em Portugal e Espanha.

No capítulo 3 é apresentada a organização de mercados competitivos de electricidade, caracterizando os seus intervenientes e as respectivas funções que aí desempenham. Neste sentido são comparados os mercados de bolsa obrigatória e voluntária, com referência ao mercado diário e intra-diário. Também se faz referência ao mecanismo de “*market-splitting*”, à definição do preço do mercado e ao congestionamento das redes de interligação.

O capítulo 4 aborda as metodologias de previsão, fazendo uma retrospectiva inicial sobre o desenvolvimento desta área científica, partindo depois para a sua aplicação no Sector

Eléctrico.

O capítulo 5 descreve o conceito de redes neuronais artificiais, começando por criar uma analogia destas com o modelo de neurónio biológico. É posteriormente descrito o modelo de neurónio artificial, da função de transferência e de outras características essenciais das redes neuronais. Também é feita uma referência à arquitectura adoptada e ao software utilizado para a sua implementação.

No capítulo 6 é apresentado o conjunto de dados utilizados para treino e teste da rede neuronal, onde se definem as entradas e saídas, e a razão da respectiva utilização. Expõe-se ainda o critério utilizado para separação dos dados em conjunto de treino e de teste, bem como o tratamento aplicado aos dados, no que se refere à filtragem e standardização.

O capítulo 7 consiste na apresentação das redes neuronais artificiais treinadas, respectivas performances, tratamento de feriados e apresentação dos resultados finais seguidos de uma análise acerca da qualidade das previsões obtidas e de algumas conclusões.

Por fim, no capítulo 8 expõem-se as conclusões finais acerca do presente trabalho, referindo a satisfação dos objectivos atingidos e algumas direcções para trabalho futuro, no sentido de despertar possíveis desenvolvimentos do estudo aqui documentado.

Capítulo 2

Reestruturação do Sector Eléctrico

2.1 Processo Globalizado

O despoletar do processo da reestruturação do sector eléctrico ocorreu no ano de 1973, nos EUA, na sequência do primeiro choque petrolífero.

Até aí, o ambiente económico era estável e isso traduzia-se pela presença de poucos factores de risco nas actividades económicas em geral, e no sector eléctrico em particular. As conjunturas económicas desenvolvidas então, caracterizadas pela existência de elevadas taxas de inflação e de juro, contribuíram para criar um ambiente económico volátil. Como consequência desta situação, o consumo da energia eléctrica passou a apresentar comportamentos mais erráticos. Foram desenvolvidas pelos governos nacionais, campanhas de sensibilização apelando à necessidade de se adoptarem políticas de diversificação e de redução de consumo de energia.

Nos países mais industrializados, em que estes programas foram mais aprofundados, as medidas de conservação, racionalização e diversificação de fontes energéticas permitiram retomar índices de crescimento do PIB¹ sem que tal fosse necessariamente acompanhado pelo aumento do consumo de electricidade.

A primeira experiência de desenvolvimento de mecanismos de mercado no sector eléctrico iniciou-se no Chile, no final da década de 70, seguindo-se a reestruturação ocorrida em Inglaterra e Gales no final da década de 80. O primeiro movimento para criar um mercado transnacional ocorreu com a integração em 1996 dos sectores eléctricos da Noruega e Suécia no *NordPool*, posteriormente alargado a entidades da Finlândia e Dinamarca.

¹Produto Interno Bruto.

Nos EUA, o *Energy Policy Act* de 1992, desencadeou uma reestruturação profunda do sector eléctrico e das empresas concessionárias (*utilities*), que ainda está em curso. Esta lei trouxe ainda a revisão da *PURPA*², ordenando o planeamento integrado de recursos para todas as concessionárias, bem como a inclusão de um conjunto alargado de medidas de conservação de energia e de gestão de procura.

Genericamente, diferentes abordagens à reforma da indústria da electricidade são possíveis, dependendo das actividades liberalizadas (produção e comercialização), do modo como as não liberalizadas (transporte e distribuição) são reguladas e dos agentes autorizados a participar nos diversos mercados. Todavia, na prática vem-se constatando alguma convergência no processo de reestruturação dos mercados de electricidade na zona da OCDE³. Atestando tal convergência, as reformas recentes comungam dos atributos seguintes (Pereira da Silva, P. , 2007):

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

“A resposta a estas questões tem sido diversa e parcelar nos países onde a reforma tem sido implementada com mais vigor, não se podendo ainda observar uma consolidação que sirva de modelo inequívoco para aqueles que agora a iniciem” (Sucena Paiva, J. , 2006).

“In nearly all cases, introduction of market reform has required subsequent adjustments, fine-tuning, or significant overhauls, depending on the adequacy of the original design and its execution. It is an ongoing process, with much fine-

²Na literatura inglesa, *Public Utility Regulatory Policies Act*. Nos EUA, em 1978, foi publicada legislação que pretendia induzir a realização de investimentos no sector da produção de energia eléctrica fora do âmbito das empresas tradicionais. A *Public Utility Regulatory Act*, criou a figura do produtor independente e a obrigação das empresas concessionárias monopolistas adquirirem a energia por eles produzida.

³Organização para a Cooperação e Desenvolvimento Económico

tuning yet to come"⁴ (Sioshansi, Fereidoon P. , 2008).

“Apesar de ser difícil identificar de modo empírico o sucesso das políticas alternativas de reforma estrutural para o encorajamento de novo investimento privado, a ausência de um padrão nítido que relacione a natureza estrutural da indústria com o seu desempenho aumenta a dúvida sobre a concepção de que uma abordagem única se revele óptima” (Pereira da Silva, P., 2007).

2.2 A Reestruturação na Europa

Na Europa, o movimento de liberalização iniciou-se na Grã-Bretanha, com a publicação do *Energy Act* de 1983, que também estabeleceu a obrigação legal de aquisição da energia produzida pelos produtores independentes, a que se seguiu a privatização das empresas eléctricas e a criação de um mercado grossista obrigatório (*pool*) que entrou em actividade em 1990⁵.

Este modelo veio a ser alterado com a criação do NETA⁶, em 2001, que eliminou a *pool* obrigatória, permitindo a contratação bilateral entre produtores e consumidores.

Em 1996, foi construído o *NordPool*, integrando a Noruega e Suécia, posteriormente alargado à Finlândia e à Dinamarca.

Apesar do processo de reestruturação se desenrolar há cerca de duas décadas, não se chegou contudo a um consenso universal sobre o modelo mais adequado para a estrutura do sector. Observam-se estádios de desenvolvimento diversificados em diversos países, sendo os *case studies* habitualmente reportados, a Grã-Bretanha, a Escandinávia e a Espanha (Sucena Paiva, J., 2006).

Segundo os relatórios anuais da CE⁷, torna-se claro que os principais problemas e desafios se centram nas questões de poder de mercado⁸ a nível nacional e na insuficiência das interligações existentes entre os Estados-Membros.

Como refere Pereira da Silva, P. (2007), embora muitas das medidas necessárias para

⁴Citado em *The Electricity Journal*, edição de Março 2008

⁵Foi em 1990, sob o governo de Margareth Thatcher, que se iniciou verdadeiramente a reestruturação do sector eléctrico em Inglaterra e Gales e que, a partir daí, esse movimento conheceu um desenvolvimento mais acelerado e generalizado.

⁶*New Electricity Trading Arrangements*.

⁷Comissão Europeia.

⁸O poder de mercado refere-se ao grau de influência de uma empresa individual sobre o preço.

garantir a concorrência já tenham sido tomadas, ou estejam em preparação, os entraves atrás referidos continuam a existir em muitos dos mercados de electricidade da Europa, como se indica de forma sintética na Tabela 2.1, considerando informação referente a 2005.

Tabela 2.1: **Resumo dos Principais Entraves à Concorrência.**

Natureza do Problema	Estados-Membros	Clientes que mudaram de fornecedor: grandes utilizadores
Nenhum problema em particular	SE, FI, DK, NI, UK	> 50%
Desagregação / Regulamentação	LU, AT, DE	de 10% (LU) a 3% (DE)
Estrutura do mercado ou falta de integração	FR, BE, GR, IE, ES, NL, LT, IT, SI, CZ, SK, LV	de 0% (GR) a 35% (NL)
CAE a longo prazo / Preços regulados para o consumidor final	PT, EE, PL, HU	de 0% (EE) a 25% (HU)

Fonte: CE 2005

Na Península Ibérica o movimento integrador entre os sectores eléctricos de Portugal e da Espanha culminou com a criação do Mercado Ibérico de Electricidade, também conhecido por MIBEL⁹. O MIBEL, constitui uma iniciativa conjunta dos Governos de Portugal e Espanha correspondendo a um passo importante na construção do mercado interno de electricidade da União Europeia.

2.2.1 Directivas Europeias

2.2.1.1 Directiva 92/96/CE

No contexto da criação do mercado único europeu, a Comissão Europeia tomou a iniciativa de dinamizar o processo de liberalização do sector eléctrico, de que resultou a publicação da Directiva 92/96/CE (Mercado Interno de Electricidade), de 19 de Dezembro de 1996.

Observou a Comissão, por um lado, que as empresas concessionárias, operando em regime de monopólio, abusavam da posição dominante e exibiam muitas ineficiências que, em última análise, eram suportadas pelos clientes finais. Por outro lado, as transacções entre as diversas empresas eram relativamente reduzidas, o que indiciava protecção e ia ao arrepio da criação de um mercado único de bens e serviços (Sucena Paiva, J., 2006).

⁹O Mercado Ibérico de Electricidade (MIBEL) entrou em funcionamento pleno em 2007, sendo o segundo mercado regional europeu transnacional a ser constituído (o primeiro foi o *NordPool*).

Na Tabela 2.2, apresentam-se quatro modelos padrão do sistema eléctrico, que diferem no nível de competição que é possível estabelecer para os produtores e os distribuidores (retalhistas) e na capacidade de escolha para os clientes finais.

Tabela 2.2: Modelos do Sector Eléctrico.

Modelo	1- Monopólio	2- Comprador Único	3- Competição no Grosso	4- Competição no Retalho
Definição	Monopólio a todos os níveis	Competição entre produtores com comprador único	Competição entre produtores e escolha para os distribuidores	Competição entre produtores e escolha para os clientes finais
Competição entre os produtores?	Não	Sim	Sim	Sim
Os distribuidores têm escolha?	Não	Não	Sim	Sim
Os clientes finais têm escolha?	Não	Não	Alguns	Todos

A Directiva referida estabeleceu uma organização para o sistema eléctrico europeu que se aproxima do modelo 3 indicado na Tabela 2.2, deixando contudo liberdade aos Estados-membros para adoptar um modelo de comprador único. Estipulou ainda que aqueles podem impor às empresas do sector obrigações de serviço público relativas à segurança e à protecção do ambiente.

Na actividade de transporte, tornou-se mandatária a figura de operador da rede de transporte (*Transmission System Operator-TSO*), responsável pela exploração, manutenção e eventual expansão da rede e das interligações com outras redes, a fim de garantir a segurança do abastecimento. Este operador - responsável pela exploração em tempo real do sistema na sua área de intervenção e pela utilização das interligações com outras redes - não pode tomar medidas discriminatórias entre os utilizadores da rede, nomeadamente a favor das suas filiais ou dos seus accionistas.

A Directiva não exigiu a separação completa no *plano accionista* do operador da rede de transporte, passo essencial numa estrutura adequada à concorrência. Limitou-se a estipular que, salvo no caso de a rede de transporte ser já independente das actividades de

produção e distribuição, o operador deverá ser independente de todas as outras actividades não relacionadas com a rede de transporte, pelo menos no *plano de gestão*.

Prescreveu ainda que os Estados-membros podem exigir que os operadores da rede de transporte dêem prioridade a centrais que utilizem fontes de energia renováveis ou resíduos ou ainda a cogeração¹⁰. Também, que fosse dada prioridade às centrais que utilizem fontes autóctones de energia primária, até ao limite de 15% do total necessário para produzir a electricidade consumida, em cada ano civil.

Também a nível da distribuição, passou a ser mandatária a criação de um operador¹¹, com atribuições semelhantes ao operador da rede de transporte, com as devidas adaptações.

As empresas integradas deverão manter, na sua contabilidade interna, contas separadas para as suas actividades de produção, transporte e distribuição, a fim de evitar discriminações, subsídios cruzados e distorções de concorrência. No caso de ser designado pelo Estado-membro como comprador único uma empresa verticalmente integrada, deverá ser exigido que esta actividade seja gerida separadamente da produção e da distribuição.

Um aspecto crucial no modelo preconizado corresponde ao livre acesso às redes por terceiros. A Directiva contempla dois modelos, sendo a opção entre eles livre para cada Estado-membro: acesso negociado e comprador único.

No primeiro caso, são livres os contratos bilaterais entre produtores (ou comercializadores, caso estes sejam autorizados) e clientes elegíveis (os que atingem determinados patamares de consumo ou se encontrem ligados a determinados níveis de tensão, por exemplo), sendo publicados pelo operador de rede preços indicativos para a respectiva utilização. Contudo, os Estados-membros poderão optar por um sistema de acesso à rede regulado, baseado em tarifas publicadas, que confira aos clientes elegíveis condições equivalentes às oferecidas pelo segundo modelo.

No modelo de comprador único, tornou-se obrigatória a publicação de uma tarifa não discriminatória para a utilização das redes, sendo também admitida a celebração de contratos bilaterais ente produtores e clientes elegíveis.

No quadro da abertura do mercado, a Directiva estipulou o patamar de 40 GWh por ano para o cliente elegível, a partir do momento da entrada em vigor - 19 de Fevereiro de 1999 -, valor reduzido para 20 GWh em 2002 e para 9 GWh em 2005. Note-se que estes são

¹⁰Conforme o artigo n.º 8, ponto 3.

¹¹Conforme o artigo n.º 10, ponto 2.

valores máximos, que originaram o cálculo de percentagens de abertura do mercado a nível europeu. Estas percentagens foram depois transpostas por cada estado membro para a sua legislação nacional.

2.2.1.2 Directiva 2003/54/CE

A Directiva 2003/54/CE do Parlamento Europeu e do Conselho, de 26 de Junho de 2003, estabelece regras comuns para o mercado interno da electricidade e revoga a Directiva 96/92/CE.

A presente directiva estabelece regras comuns relativas à produção, ao transporte e à distribuição de electricidade. Define também as modalidades de organização e de funcionamento do sector eléctrico, o acesso ao mercado, os critérios e procedimentos aplicáveis no que diz respeito aos concursos, às autorizações e à exploração das redes. Destacam-se as seguintes medidas:

Obrigações de serviço público e protecção dos consumidores:

- As empresas do sector da electricidade devem ser exploradas em conformidade com princípios comerciais e não podem ser discriminadas do ponto de vista dos seus direitos ou obrigações. O objectivo é velar pela realização de um mercado da electricidade concorrencial, seguro e sustentável no que concerne ao ambiente.

Os Estados-Membros:

- Podem impor às empresas do sector da electricidade obrigações de serviço público em matéria de segurança, incluindo a segurança do fornecimento, de regularidade, de qualidade e preço dos fornecimentos, bem como de protecção do ambiente, incluindo a eficiência energética e a protecção do clima.
- Devem garantir que pelo menos todos os clientes domésticos e as pequenas empresas beneficiem do direito de serem abastecidos - a preços razoáveis e transparentes - de electricidade.
- Devem garantir a criação para todos os clientes elegíveis de um sistema de acesso de terceiros às redes de transporte e de distribuição.

Concursos para a criação de novas capacidades:

- Os Estados-Membros garantem a possibilidade de criar novas capacidades através da abertura de concursos ou de qualquer outro procedimento equivalente em termos de transparência e não discriminação, com base em critérios publicados. Poderão ainda implementar medidas de eficiência energética/gestão da procura.
- As condições do concurso relativo às capacidades de produção e às medidas de eficiência energética/gestão da procura devem ser publicadas no Jornal Oficial da União Europeia, pelo menos seis meses antes da data-limite para a apresentação das propostas.

O operador da rede de transporte é responsável por:

- Assegurar a capacidade a longo prazo da rede para atender a pedidos razoáveis de transporte de electricidade.
- Contribuir para a segurança do fornecimento através de uma capacidade de transporte e de uma fiabilidade do sistema adequadas.
- Gerir os fluxos de energia na rede, tendo em conta as trocas com outras redes interligadas.
- Fornecer ao operador de qualquer outra rede com a qual a sua esteja interligada informações suficientes para garantir um funcionamento seguro e eficiente.
- Velar pela não existência de discriminação entre os utilizadores da rede.
- Facultar aos utilizadores da rede as informações de que necessitem para um acesso eficaz à rede.

As atribuições dos operadores das redes de distribuição são:

- Garantir a segurança, fiabilidade e eficácia da rede de distribuição de electricidade na área em que opera, no devido respeito pelo meio ambiente.
- Abster-se de discriminações entre os utilizadores da rede.

- Fornecer aos utilizadores da rede as informações de que necessitem para um acesso eficaz à mesma.
- Conceder prioridade às instalações de produção que utilizam fontes de energia renováveis ou resíduos ou um processo de produção combinada de calor e electricidade.
- Adquirir a energia necessária para cobrir as perdas de energia e reservar capacidade nas suas redes de acordo com procedimentos transparentes, não discriminatórios e baseados nas regras do mercado.
- Adotar medidas de eficiência energética/gestão da procura e/ou de produção distribuída que permitam evitar a necessidade de modernizar ou substituir capacidades.

Os critérios mínimos a aplicar para garantir a independência do operador da rede de transporte e de distribuição são os seguintes:

- Impossibilidade de participar nas estruturas da empresa de electricidade integrada responsáveis, directa ou indirectamente, pela exploração diária da produção, distribuição ou fornecimento de electricidade.
- Adopção de medidas adequadas para garantir que os interesses profissionais das pessoas responsáveis pela gestão do operador da rede de transporte sejam tidos em conta de maneira a assegurar a sua capacidade de agir de forma independente.
- Poder de decisão efectivo e independente da empresa de electricidade integrada no que respeita aos activos necessários para garantir a exploração.
- Elaboração de um programa de compromissos que enuncie as medidas adoptadas para garantir a exclusão de comportamentos discriminatórios e garanta que a sua aplicação é controlada de forma adequada.

Separação das contas

- As empresas do sector eléctrico devem manter, na sua contabilidade interna, contas separadas para cada uma das suas actividades de transporte e distribuição, como lhes seria exigido se as actividades em causa fossem exercidas por empresas distintas, a fim de evitar discriminações, subvenções cruzadas e distorções de concorrência.

- A partir de 1 de Julho de 2007, devem manter contas separadas para as actividades de fornecimento a clientes elegíveis e a clientes não elegíveis.

Abertura dos mercados e reciprocidade

- Até 1 de Julho de 2004, os clientes elegíveis referidos na Directiva 96/92/CE. Os Estados-Membros devem publicar os critérios de definição destes clientes elegíveis até 31 de Janeiro de cada ano.
- A partir de 1 de Julho de 2004, o mais tardar, todos os clientes não domésticos.
- A partir de 1 de Julho de 2007, todos os clientes.

2.2.1.3 Desenvolvimentos Recentes

TERCEIRO PACOTE LEGISLATIVO¹² DE 19 DE SETEMBRO DE 2007

A 19 de Setembro de 2007, a política energética ganhou um novo impulso. Com efeito, a Comissão Europeia adoptou um terceiro pacote de propostas legislativas que visa garantir uma real e efectiva possibilidade de escolha do fornecedor e benefícios para todos os cidadãos da UE. As propostas da Comissão baseiam-se numa abordagem que coloca na primeira linha a possibilidade de escolha por parte dos consumidores, preços mais justos, o recurso a fontes menos poluentes e a garantia do abastecimento.

O pacote promove a sustentabilidade, estimulando a eficiência energética e garantindo que mesmo as empresas de menor dimensão, por exemplo as que invistam em energias renováveis, possam ter acesso ao mercado da energia. Um mercado competitivo garantirá também uma melhor segurança do abastecimento, melhorando as condições de investimento nas centrais de produção de electricidade e nas redes de transporte de energia e ajudando assim a evitar interrupções no fornecimento de electricidade ou de gás. São ainda reforçadas

¹²Terceiro Pacote Legislativo contém:

- Um regulamento que cria uma agência da UE para a cooperação entre as entidades reguladoras nacionais do sector da energia.
- Uma Directiva 'Electricidade', que altera e completa a actual Directiva 'Electricidade' (Directiva 2003/54).
- Um Regulamento 'Electricidade', que altera e completa o actual Regulamento 'Electricidade' (Regulamento 2003/1228).

as garantias de uma concorrência equilibrada com as empresas de países terceiros. Neste âmbito, transcrevem-se em seguida excertos de declarações de responsáveis da UE relativas a este tema.

"Um mercado interno da energia aberto e justo é fundamental para garantir que a UE possa enfrentar os desafios das alterações climáticas, da crescente dependência das importações e da competitividade global. O que está em causa é obter melhores condições para os consumidores e empresas e garantir que as empresas de países terceiros respeitem as nossas regras", (Presidente da Comissão Europeia, Durão Barroso; 2007)

"Nos últimos dez anos, avançámos muito no sentido de um mercado interno da energia na UE. Agora, é chegada a hora de completar esse processo e de garantir que os benefícios desse mercado sejam reais, efectivos e estejam disponíveis para todos os indivíduos e empresas. A UE terá agora de dar os passos necessários para garantir que todos os seus cidadãos possam escolher o seu próprio fornecedor de energia e beneficiar das melhores condições possíveis", (Comissário Pielbags, responsável pela energia; 2007)

"É chegada a hora de os nossos lares e as nossas empresas poderem beneficiar totalmente de um mercado energético competitivo em termos de escolha do fornecedor e de preços mais justos. As propostas hoje apresentadas permitirão garantir esses benefícios", (Comissária Kroes, responsável pela concorrência; 2007)

DIREITO DE ESCOLHA DO FORNECEDOR

A existência de mercados totalmente concorrenciais é uma condição prévia essencial para a realização desse objectivo. Desde 1 de Julho de 2007, uma parte dos cidadãos da UE já dispõem do direito de escolherem o seu fornecedor. O novo pacote de medidas apresentado em Setembro de 2007 visa garantir que todos os fornecedores cumpram padrões elevados no que respeita aos serviços que prestam e à sua sustentabilidade e segurança. As propostas

da Comissão para o mercado interno da energia constituem parte integrante da Estratégia de Lisboa e da estratégia energética da UE e serão discutidas pelos Chefes de Estado e de Governo no quadro das suas cimeiras regulares.

CAMPANHA PARA SENSIBILIZAR OS CIDADÃOS DA UE

Os consumidores também sairão beneficiados com a nova Carta do Consumidor de Energia, a lançar em 2008. Esse processo incluirá medidas relativas às situações de pobreza emergente devido ao aumento do preço dos combustíveis, à informação dos consumidores no que respeita à escolha de um fornecedor e às suas opções de fornecimento, às acções para reduzir a burocracia aquando da mudança de fornecedor de energia e à protecção dos cidadãos contra as práticas de venda desleais. Será lançada uma campanha de informação específica para informar os consumidores dos seus direitos¹³.

2.3 Portugal

Nas últimas três décadas, o sector eléctrico português sofreu uma grande evolução ao nível estrutural, regulamentar e de propriedade dos activos envolvidos.

Em Portugal, até 1975, o sector eléctrico encontrava-se organizado em termos de concessões atribuídas a entidades privadas. Em 1975 ocorreu a nacionalização e conseqüentemente, a integração vertical do sector com a criação da EDP, EP, posteriormente transformada na EDP, SA, (empresa de capitais públicos) sendo já nos anos 80 que se completou o esforço da electrificação rural. (Saraiva, J. et al., 2002)

A abertura do sector eléctrico foi iniciada em 1988 com a publicação do Decreto-Lei nº 189/88, de 27 de Maio, que permitiu a produção independente usando fontes renováveis ou cogeração. Este Decreto tinha como objectivo incentivar os investimentos em pequenos aproveitamentos hídricos, parques eólicos e centrais de cogeração. Esta legislação obrigava a EDP a aceitar nas suas redes a energia eléctrica assim produzida sendo essas injeções remuneradas de acordo com tarifas atractivas.

Em 1995, antecipando a Directiva Europeia 96/92/CE (Ver secção 2.2.1.1), foi publicado um pacote legislativo (Decretos-Leis nºs 182/95 a 188/95) que estabeleceu um novo modelo

¹³Esta informação pode ser consultada no sítio WEB <http://ec.europa.eu/energy/electricity>

organizacional do sector eléctrico estruturado em termos de um sistema de serviço público e de um sistema explorado segundo as leis do mercado, que será detalhado adiante.

2.3.1 Quadro Legal em Portugal

2.3.1.1 Reforma de 1995

Em 1995, foi publicado um pacote legislativo, que estabeleceu um novo modelo organizacional do sector eléctrico em Portugal.

Ficou consagrado um modelo dual, constituído pelos Sistema Eléctrico de Serviço Público (SEP) e o Sistema Eléctrico Independente (SEI). No primeiro, não existia competição entre os produtores e os CAE eram geridos de forma centralizada pela REN. Por sua vez, o segundo, compreende o Sistema Eléctrico Não Vinculado (SENV) e a Produção em Regime Especial (PRE) (Ver Figura 2.1).

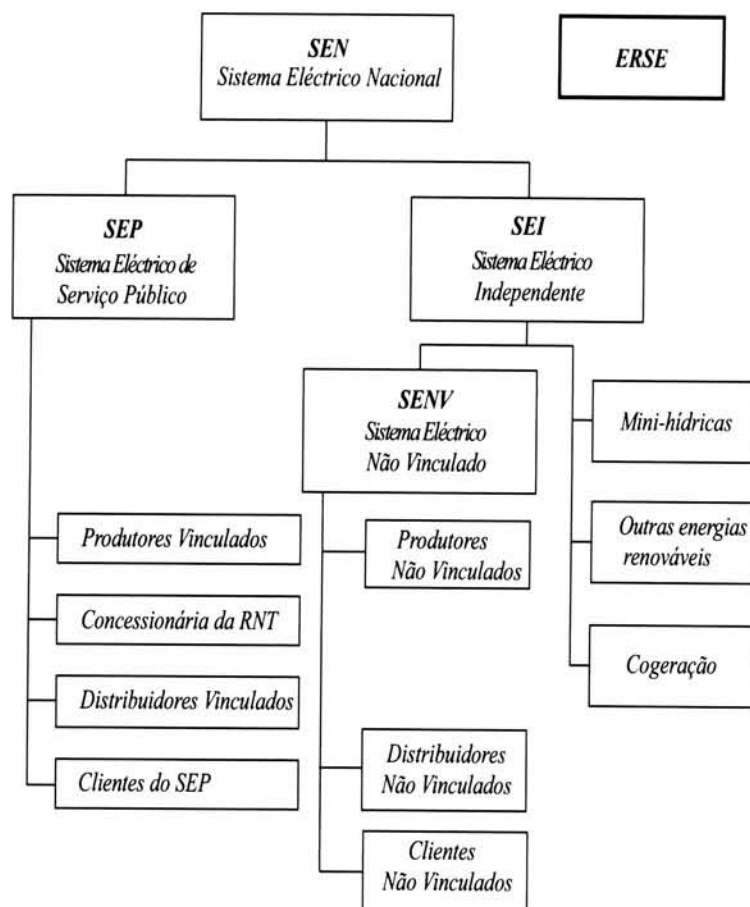
No SENV podem integrar-se produtores e consumidores não vinculados (elegíveis), ligados por contratos bilaterais físicos livremente negociados, usando a possibilidade de acesso de terceiros à rede de serviço público, mediante o pagamento de respectiva tarifa. A PRE é constituída pelos produtores independentes correspondentes a minihídricas (até 10 MW), outras fontes renováveis ou a cogeração. Por imposição legal, o SEP encontra-se obrigado a comprar energia eléctrica aos PRE e os sobrecustos decorrentes da aquisição de energia proveniente destes produtores são incorporados nas tarifas e imputados a todos os clientes do SEN, quer sejam vinculados ou não. Aos produtores e clientes do SENV é permitido o acesso às redes do SEP mediante o pagamento de tarifas aplicáveis.

Também a EDP foi reestruturada e parcialmente privatizada, tendo sido separadas no plano jurídico as actividades de produção, transporte e distribuição, passo essencial para a criação de um mercado concorrencial.

Manteve-se a obrigação de fornecimento de energia pelo Sistema Eléctrico de Serviço Público (SEP) e o princípio da uniformidade tarifária em todo o território, o que naturalmente modera a aplicação de regras de mercado, que só se aplicam às relações comerciais no âmbito do SENV.

Foi ainda criada a Entidade Reguladora do Sector Eléctrico (ERSE)¹⁴, com um estatuto

¹⁴Actualmente denominada Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos, também com competências no sector do gás.



Fonte: ERSE, 2002

Figura 2.1: Constituição do Sistema Eléctrico Nacional de acordo com a legislação de 1995, vigorando até 2006.

de independência em relação ao poder político e à indústria de energia eléctrica, à qual foram atribuídas competências que incluem a elaboração de regulamentos¹⁵ e a fixação de tarifários, actividade realizada, pela primeira vez no final de 1998, para vigorar em 1999.

No ano 2000, com uma nova fase de reprivatização da EDP¹⁶ Produção, o Estado perdeu a maioria do respectivo capital, ficando detentor de 30%, (actualmente, de 25%). A REN - Rede Eléctrica Nacional, concessionária da Rede Nacional de Transporte, foi autonomizada do grupo EDP, ficando maioritariamente na posse do Estado. Esta empresa, para além do transporte de energia eléctrica, assegura a gestão do sistema eléctrico, bem como a função de comprador único para o SEP.

¹⁵Regulamento Tarifário, Regulamento das Relações Comerciais, Regulamento do Despacho e Regulamento do Acesso às Redes e Interligações, publicados em 1998.

¹⁶Energias de Portugal.

Nos termos da legislação de 1995, os produtores vinculados - EDP, Tejo Energia e Turbogás - ficaram relacionados comercialmente com a REN através de Contratos de Aquisição de Energia (CAE), de longo prazo, que asseguraram a amortização dos investimentos efectuados com taxas de rentabilidade garantidas. A concorrência a nível da produção ficou assim fortemente limitada, sendo contudo possível a aquisição (ou venda) de energia pela REN no mercado grossista Espanhol.

A distribuição e a comercialização no SEP ficaram a cargo da EDP-Distribuição, que adquire energia à REN, podendo contudo utilizar uma margem fixada pela ERSE em aquisições a outros agentes, nomeadamente os integrados no SENV.

Quanto ao SENV, a comercialização ficou assegurada por uma empresa do grupo EDP, criada para intervir no mercado livre, bem como por empresas eléctricas Espanholas. O modelo definido pela legislação para o relacionamento comercial entre o SEP e o SENV assentava na celebração de contratos bilaterais físicos complementados, ou em alternativa, com uma bolsa de energia que deveria ser tomada (nunca funcionou) operacional pela entidade concessionária da RNT mas que, na verdade, nunca foi activada.

2.3.1.2 Desenvolvimentos Recentes

Com a abertura total do mercado retalhista¹⁷, ocorrida em 2006, foram separadas formalmente as actividades de distribuição e comercialização. A primeira manteve-se a cargo da EDP - Distribuição, operador da rede de distribuição; a segunda, é desempenhada pelos agentes que anteriormente operavam no SENV, bem como pelo comercializador de último recurso (EDP Serviço Universal), que fornece os clientes com tarifas reguladas pela ERSE. Os clientes no mercado livre já representavam 16% do consumo nacional, em finais de 2006.

No ano de 2007, a maioria dos CAE¹⁸ foram terminados antecipadamente, tendo sido criado um mecanismo de compensação (CMEC - Custos de Manutenção do Equilíbrio Contratual), baseado num preço de mercado de 50€/MWh. Os produtores passam assim a oferecer a sua energia no mercado livre, ou a celebrar contratos bilaterais com os distribuidores e/ou comercializadores.

Também em 2007, a REN foi reestruturada, passando a denominar-se Redes Energéticas Nacionais, S.A. devido à incorporação das infra-estruturas de transporte e armazenamento

¹⁷Conforme Decreto-Lei nº 29/2006 de 15 de Fevereiro

¹⁸Contratos de Aquisição de Energia

de gás natural. O seu capital foi parcialmente disperso na bolsa de valores, ficando contudo a maioria (51%) sob controlo do Estado. A sua estrutura accionista formou-se da seguinte maneira:

- Entre Setembro de 2000 e Dezembro de 2006, o Estado Português vendeu 20% à CGD e 30% à Parpública (empresa 100% detida pelo Estado).
- Em Janeiro de 2007 a Parpública adquiriu 20% da REN detidos pelo Estado, passando a controlar 50%.
- A EDP vendeu 5% da REN à REE no início de 2007. No final de 2006 havia vendido 15%, em 3 tranches de 5% à Gestmin, Logoenergia e Oliren.
- Em OPV foi realizada a venda de 24% do capital correspondentes a 19% da Parpública e 5% da EDP.

2.4 Espanha

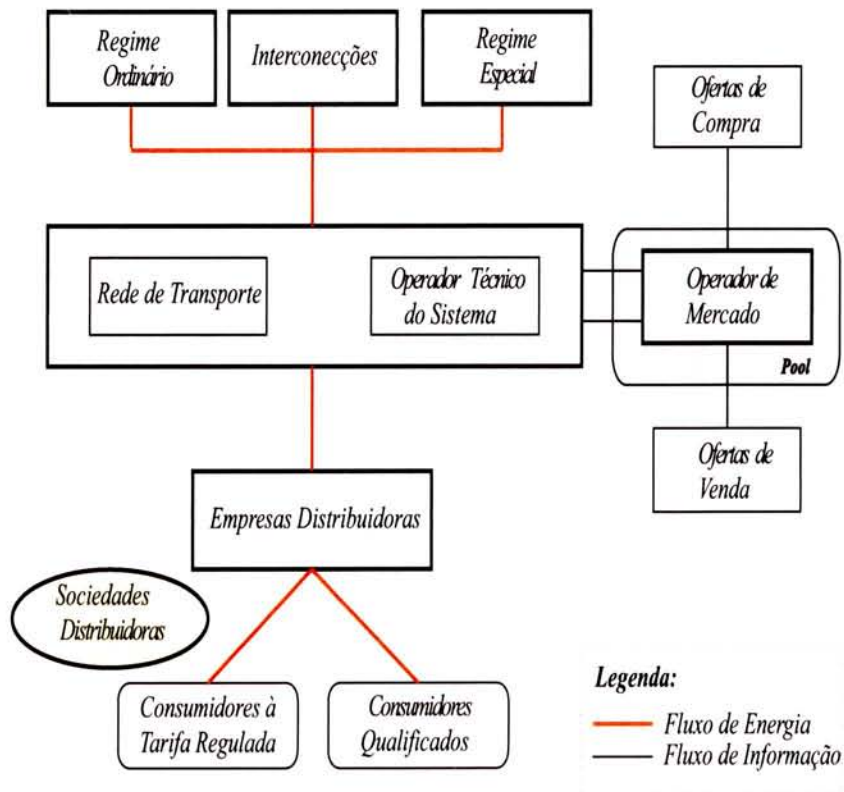
Até Janeiro de 1995, o Sistema Eléctrico Espanhol apresentava uma estrutura em que o Estado era detentor de uma parte do sistema, sendo a outra parte de interesses privados. A actividade de transporte e o despacho encontravam-se integrados na mesma entidade. A legislação aprovada em 1995 pretendia promover a reestruturação do sector eléctrico tendo em conta três tópicos fundamentais:

- Flexibilidade da legislação, no entanto, entregando ao Estado uma presença na supervisão do Sector através de uma entidade reguladora¹⁹.
- Separação entre a produção de energia eléctrica e a sua distribuição, promovendo-se ainda a separação progressiva entre a distribuição e a comercialização.
- Contemplar a coexistência de dois subsistemas: o primeiro “integrado”, assegurando um serviço público e o outro “independente”, sujeito às leis do mercado.

¹⁹Com base neste modelo de organização foi criada uma entidade reguladora, a *Comisión Nacional del Sistema Eléctrico - CSEN*. A CSEN tinha como principais objectivos e funções a elaboração de propostas de preços, o planeamento, o cálculo das remunerações das actividades reguladas, a preparação de alterações legislativas, a supervisão do sector, bem como a resolução de conflitos, servindo também como órgão consultivo do Governo.

Nessa altura, o “sistema integrado” era constituído por empresas produtoras, pela totalidade das redes de transporte e distribuição, por distribuidores e por clientes finais cuja tarifa era regulada. O “sistema independente” era constituído por alguns produtores que abasteciam apenas grandes clientes. Estes clientes eram considerados elegíveis, isto é, poderiam aceder ao “sistema independente” se fossem satisfeitas condições relacionadas com o seu consumo anual. Os preços praticados pelos intervenientes neste sistema eram estabelecidos livremente por acordo entre eles. (Saraiva, J. et al., 2002)

Em 1997, foi aprovada pelas Cortes a “*Ley 54/1997 del Sector Eléctrico*”, para vigorar a partir de Janeiro de 1998. Esta lei consagrou uma profunda reestruturação, ordenando nomeadamente: a redução da intervenção estatal; a diferenciação entre actividades reguladas (transporte, distribuição e operação do sistema) e não reguladas (produção e comercialização) e a sua separação jurídica; a criação de um mercado grossista; a liberdade de escolha dos consumidores; e o acesso livre de terceiros às redes. A organização do Sector Eléctrico Espanhol está ilustrada na Figura 2.2.



Fonte: REE , 2008

Figura 2.2: Organização do Sector Eléctrico Espanhol

O modelo do sector da electricidade em Espanha compreende a existência de dois sistemas: Sistema regulado (ou à tarifa) e Sistema liberalizado.

No sistema regulado, os consumidores adquirem electricidade aos distribuidores sob o regime de tarifas reguladas. As empresas de distribuição adquirem electricidade no mercado grossista, sendo de seguida entregue à rede de distribuição através da rede de transporte. Os negócios de transporte e distribuição têm um carácter de actividades reguladas.

No sistema liberalizado, os consumidores qualificados (com o direito de comprar electricidade no mercado liberalizado) e os comercializadores, estabelecem bilateralmente as condições para a transacção de electricidade entre si.

As duas grandes características do mercado de electricidade Espanhol são:

- A existência de um mercado grossista (*pool* Espanhola);
- O facto de desde 1 de Janeiro de 2003 todos os consumidores poderem escolher o seu comercializador de electricidade.

Capítulo 3

Mercados de Electricidade

Como refere Saraiva, J. et al. (2002), a introdução de mecanismos de mercado no sector eléctrico iniciou-se com a reformulação do relacionamento entre entidades produtoras, por um lado, e empresas distribuidoras e clientes elegíveis, por outro. Numa fase posterior, numa etapa mais avançada da reestruturação do sector, as empresas distribuidoras viram as suas actividades de rede (exploração, manutenção e expansão) separadas das actividades de comercialização. Neste sentido, os comercializadores emergiram como agentes actuando no mercado estruturando, do ponto de vista legal, uma das áreas integradas nas empresas distribuidoras tradicionais.

Neste capítulo serão tratados os casos Português e Espanhol, o recente MIBEL e a integração destes no futuro Mercado Interno de Electricidade (Ver secção 3.3)

Veja-se que nenhum mercado pode ser encarado sem antes analisarmos o seu espaço. Citando a célebre frase de Cournot¹ (1838):

“Economists understand by the term Market, not any particular marketplace in which things are bought and sold, but the whole region in which buyers and sellers are in such free intercourse with one another that the prices of the same goods tend to equality easily and quickly”²

Retira-se que em teoria económica as relações espaciais ocupam uma grande importância no que diz respeito à definição de mercado e à questão da integração.

A experiência recente do que se tem passado na UE, no contexto dos mercados de electricidade, permite identificar que a estrutura de mercado se revela determinante na

¹ Antoine Augustin Cournot, *“Researches into the Mathematical Principles of the Theory of Wealth”*, 1838

² Citado em Pereira da Silva, P. (2007)

formação dos preços nesses mercados. A elevada concentração de activos de produção resulta numa fraca concorrência (caso do Reino Unido e da Espanha numa fase inicial), ao passo que em mercados menos concentrados, tais como a Alemanha e os países nórdicos, é visível uma concorrência mais intensa.

Como salienta Pereira da Silva, P. (2007),

“(...) A repercussão das medidas de natureza política implica que as reestruturações necessitem de analisar as políticas estruturais de concorrência, tais como os novos regimes de propriedade dos activos ou a abertura de mercados nacionais ao comércio e concorrência internacionais. Por si só, a reforma da regulação não se manifesta bastante para motivar o surgimento da concorrência, mas é em contexto regulatório que as empresas desenvolvem as suas estratégias.”

Qual será então a solução para o mercado de electricidade? Não há uma resposta única. As especificidades do negócio eléctrico, a história do sector em cada país e a necessidade de relacionamento com mercados vizinhos impõem, com certeza, soluções de compromisso.

3.1 O Mercado Muito Especial da Energia Eléctrica

O título pouco vulgar desta secção resulta de dois factores. O primeiro está relacionado com o significado físico da electricidade e as implicações que daí advêm. O segundo refere-se à problemática da concorrência no sector eléctrico.

A componente de “*commodity*” da electricidade é semelhante a outras do mesmo género mas, no entanto, apresenta características peculiares. A procura da electricidade flutua em diferentes horizontes temporais (dia, mês, ano) numa forma aleatória e não aleatória. Como se sabe, a electricidade não pode ser economicamente armazenada. A natureza variável do consumo reflecte-se necessariamente na variação da utilização da capacidade de produção. A reserva pode ser necessária para atender a flutuações aleatórias da carga, mas também a cortes súbitos não previstos na produção. Por fim, para atender aos diferentes tipos de cargas ao menor custo, é conveniente existir um portfolio diversificado de tecnologias de produção.

Há hoje quem considere que as redes eléctricas constituem um monopólio natural e que a produção e a comercialização da electricidade são segmentos do sector nos quais é possível

introduzir a concorrência.

A problemática da concorrência no sector eléctrico é na actualidade, inquestionável.

Como refere Santana, J. (2006), há diferentes tipos de comerciantes, primários e secundários, mas o que, fundamentalmente, os caracteriza é a capacidade de comprar e vender no espaço³ e no tempo, para o que é determinante a formação de “*stocks*”. Estes dependem da mercadoria em causa; assim, se é fácil armazenar cereais, o mesmo não sucedia no princípio do século, com o peixe. O problema de armazenamento coloca-se, também, na electricidade, o que faz com que o mercado da energia eléctrica seja do tipo “muito especial” expressão usada por J. Hicks⁴ para caracterizar o mercado do peixe do princípio do século XX⁵.

Se na referida época era aceitável que o comerciante de peixe não vendesse porque não tinha recebido mercadoria, hoje, é inaceitável que o comerciante de electricidade não a tenha sempre disponível para os seus clientes. O comercializador (comerciante) de energia eléctrica deve dispor de um meio que lhe garanta a capacidade de fornecimento aos seus clientes. O referido meio consiste em ter produção própria ou produção contratada cujo volume total seja suficiente para garantir o fornecimento aos seus clientes. Como se refere em Santana, J. (2006), este aspecto ou característica confere uma dimensão crítica ao mercado da energia eléctrica.

3.2 Bolsa de Electricidade: Modelo em *Pool*

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

A electricidade não permite o desenvolvimento dum verdadeiro mercado *spot*⁶ pois não pode ser armazenada, ao contrário do que acontece com outras mercadorias indiferenciadas, designadas “*commodities*”⁷ no vocabulário inglês. Neste tipo de mercados, recorre-se às

³Como referimos anteriormente por meio da célebre frase de Cournot (1838)

⁴John Richard Hicks (8 de Abril de 1904 — 20 de Maio de 1989), economista do Reino Unido. Foi premiado com o Prémio de Ciências Económicas em 1972.

⁵Citado em Santana, J. (2006), “A concorrência no Sector Eléctrico”

⁶O termo “spot” é usado nas bolsas de mercadorias em tempo real para se referir a negócios realizados com pagamento à vista e pronta entrega da mercadoria, em oposição aos mercado a futuro e a termo. A entrega, aqui, não significa entrega física, mas sim a entrega de determinado montante de dinheiro correspondente à quantidade de mercadoria negociada.

⁷Este termo indica, especialmente nas relações comerciais internacionais, um tipo específico de mercadoria em estado bruto ou produto primário de importância comercial. Como exemplo, temos o café, o chá, a lã, o algodão, o estanho, o cobre, etc.

reservas armazenadas para expedir o bem transaccionado em tempo real. As reservas são posteriormente repostas em tempo não real pelos produtores.

Já nos mercados de electricidade, as transacções são contratadas previamente antes da entrega física - um dia, uma hora ou mesmo alguns minutos - com base na previsão dos consumos. O ajuste dos desequilíbrios (inevitáveis) que surgem entre os valores contratados e os valores registados da produção e do consumo, são trabalhados por procedimentos que podem ou não possuir natureza competitiva.

A bolsa de electricidade ou a *pool* é uma aproximação de um verdadeiro mercado *spot*. A precursora teve origem em Inglaterra e Gales, no ano de 1990, sendo substituída mais tarde, em 2001, pela criação do *NETA*⁸. Mantém-se no entanto em Espanha, na Escandinávia (*NordPool*), na Austrália, na Nova Zelândia e em alguns estados dos EUA.

As regras de funcionamento destas bolsas - que podem ser **obrigatórias ou voluntárias** - são variadas. Podemos ver na Tabela 3.1 as características de algumas delas tendo em conta os seguintes aspectos: participação, ofertas do lado da procura, ofertas simples⁹, *pricing*¹⁰, remuneração da disponibilidade e Despacho Integrado¹¹.

Na maioria dos casos, os preços de compra e quantidades de energia a fornecer são fixados *ex-ante* por meio de um leilão competitivo, com base na carga programada. Os preços finais de venda são constituídos com base nos preços de compra, adicionados dos custos de serviços de sistema, do custo das perdas e, quando aplicável, de outros custos resultantes de medidas de conservação de energia ou apoio às energias renováveis.

No caso de se utilizar um *pricing ex-post*, os preços são fixados a partir do fornecimento e da procura efectivamente registados. Neste caso, os preços de aquisição na *pool* e os preços de venda coincidem.

Utilizando um *pricing ex-ante*, cada um dos participantes apresenta potenciais listas de vendas e de compras, indicando o preço e a quantidade de energia para cada período de tempo (tipicamente uma hora ou meia hora) ao longo das 24 horas do dia seguinte.

⁸*i.e.* "New Electricity Trading Arrangements". O Departamento do Comércio e da Indústria (Inglaterra) introduziu o *NETA*, em Março de 2001. Esta mudança veio mudar os processos de compra e venda de energia eléctrica em Inglaterra, tendo como objectivo tornar o mercado mais competitivo e induzir uma queda dos preços.

⁹As Ofertas Simples referem-se a pares de quantidade-preço, não contendo termos adicionais.

¹⁰Fixação dos preços.

¹¹O Despacho Integrado significa que o operador de mercado otimiza o uso conjunto da geração e da rede; caso contrário, o despacho ignora os constrangimentos da rede, que são tratados separadamente.

Tabela 3.1: Organização das Bolsas de Electricidade na Região da OCDE

Bolsa	Participação	Ofertas do lado da procura	Ofertas simples	Pricing	Remuneração da disponibilidade	Despacho Integrado
Inglaterra e gales	Obrigatória ¹	Não	Não	<i>Ex-ante</i>	Sim	Não
NordPool	Voluntária	Sim	Sim	<i>Ex-ante</i>	Não	Não
Espanha	Voluntária	Sim	Não	<i>Ex-ante</i>	Sim	Não
Austrália	Obrigatória	Sim	Sim	<i>Ex-post</i>	Não	Em parte
Nova Zelândia	Voluntária	Sim	Sim	<i>Ex-post</i>	Não	Sim
Califórnia (EUA)	Voluntária	Sim	Sim	<i>Ex-ante</i>	Não	Não
Pennsylvania / Maryland / New Jersey (EUA)	Voluntária	Não	Não	<i>Ex-post</i>	Sim	Sim

¹ - No ano de 2001, em Inglaterra e Gales, com a criação do *NETA*, foi eliminada a *pool* obrigatória, permitindo a contratação bilateral, tratando-se neste momento de uma bolsa com participação voluntária. Fonte: IEA, “*International Energy Agency*”, 2001

Agrupando as ofertas de compra e venda, dá-se lugar, em cada período, às duas curvas representadas na Figura 3.1, cuja intersecção fornece o preço do mercado p_m e a quantidade de energia a transaccionar q_m . O preço de mercado, pago a todos os produtores, corresponde ao preço do grupo gerador mais caro - denominado *preço marginal do sistema*. Como veremos posteriormente na secção 3.2.3 (Equação 3.9), o preço de mercado corresponde à maximização do *excedente social* - a diferença entre os excedentes dos consumidores e dos produtores, ou seja, representado na Figura 3.1 pela área total sombreada.

3.2.1 Bolsa Obrigatória Vs. Bolsa Voluntária

A reestruturação do sector eléctrico conduziu, em linhas gerais, a duas modalidades para transaccionar a energia produzida: mercado com bolsa obrigatória e mercado de contratos bilaterais.

Na bolsa obrigatória, um elemento neutro face aos agentes confronta a agregação das ofertas de produção com as ofertas de consumo. Estabelece-se um preço de equilíbrio que constitui a referência para a receita unitária recebida pelos centros electroprodutores seleccionados.

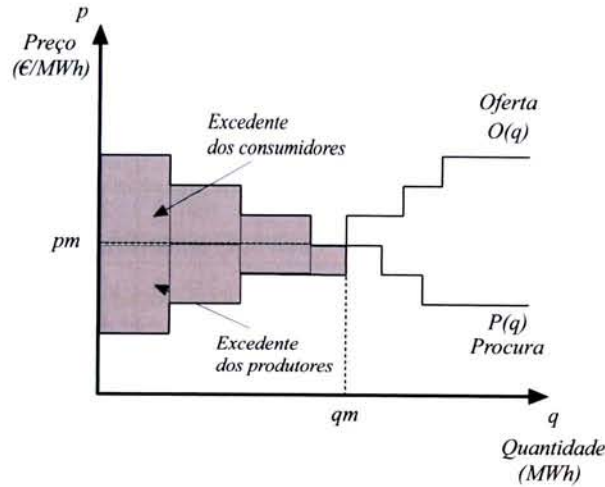


Figura 3.1: Fixação do preço de mercado para um período de tempo.

Uma outra metodologia do mercado desregulado¹² baseia-se na não obrigatoriedade da bolsa e confere a liberdade aos operadores para estabelecerem entre si, produtores e comercializadores, contratos ditos bilaterais, naturalmente, não submetidos à regulação. No mercado de contratos bilaterais o principal relacionamento entre a produção e a comercialização faz-se através de contratos entre produtores e comercializadores. O reduzido peso das transacções extra contratos bilaterais tem mostrado, na prática, que este modelo de mercado conduz a, ou reforça, os grupos empresariais integrados e auto-suficientes. O exemplo inglês é elucidativo (Santana, J., 2006)

3.2.1.1 Bolsa Obrigatória de Energia Eléctrica

O caminho que a Energia Eléctrica percorre, desde o momento da sua produção até ao local de consumo, só é possível por meio das redes (monopólio regulado) às quais é devido o pagamento de uma quantia regulada, i.e., a tarifa de uso das redes.

Como é sabido, os consumidores não actuam directamente na bolsa. Existem intermediários que assumem essa função - os comercializadores e os distribuidores:

- Os distribuidores gerem a rede de distribuição e vendem ao cliente a energia com preços regulados - tarifas de clientes finais;
- Os comercializadores adquirem a energia na bolsa, pagam a tarifa de uso das redes utilizadas e só então a vendem aos clientes com preços não regulados.

¹²Desregulado no sentido de não ser submetido à regulação económica.

Como refere Santana, J. (2006), no sistema desregulado com bolsa obrigatória os preços de venda aos clientes finais deveriam reflectir os preços estabelecidos na bolsa. No entanto, o poder político, receoso do mercado, tem estabelecido tarifas de venda a clientes finais que não traduzem o comportamento de curto prazo na bolsa. É óbvio que estas tarifas funcionam como preços máximos¹³.

A existência em simultâneo da bolsa obrigatória e de preços máximos de venda aos clientes explicam, em parte, o que se passou na Califórnia e o que vem acontecendo em Espanha. Mediante estas condições, é o Comercializador que suporta os elevados lucros¹⁴ da produção. Se o comercializador e a produção pertencerem ao mesmo grupo empresarial, tal como acontece em Espanha, não existe risco de falência do grupo.

Sendo o comercializador independente da produção, este pode ser conduzido à falência como aconteceu na Califórnia.

No país vizinho, a figura do vendedor sem produção própria (comercializador independente) não conseguiu impor-se apesar de terem existido várias tentativas.

Em Espanha, ainda não aconteceram alterações significativas face à situação precedente: os operadores tradicionais e as respectivas quotas de mercado mantêm-se sem variações significativas.

No sistema eléctrico baseado na bolsa obrigatória, a responsabilidade pela garantia de fornecimento¹⁵ está diluída, o que pode provocar problemas de abastecimento em situações extremas. É de salientar que esta questão não se colocou enquanto existiu a bolsa de Inglaterra e Gales (*Pool*). Surgiu nova produção, a qual pode ser justificada pelos preços verificados na “*pool*” e pela existência de uma densa rede de gás, apresentando preços convidativos (Santana, J., 2006)

O reconhecimento pelo regulador inglês de que o preço da “*pool*” não traduzia as reduções nos custos da produção, levou-o a propor uma nova metodologia para realizar as transacções de energia. Esta, designada por “*New Electricity Trading Arrangements*” (NETA), elimina

¹³O tarifário “*price-cap*” é um método que, ao determinar um valor máximo permitido para a tarifa, estabelece estímulos à eficiência produtiva. Persistem, no entanto, problemas de ineficiência alocativa e distributiva, já que subsistem dificuldades de controlo do lucro das empresas. Na regulação baseada em preços, as empresas reguladas assumem maiores riscos, mas podem também obter maiores lucros. É estabelecido um preço máximo inicial e definida a sua evolução ao longo do período de regulação, tendo em conta os ganhos de eficiência que se prevêem.

¹⁴Corrigindo: “Os eventuais elevados lucros da produção”.

¹⁵Os objectivos não económicos (garantia de serviço universal, segurança energética) podem tornar-se relevantes e dispendiosos.

a bolsa obrigatória e permite os contratos bilaterais entre produtores e comercializadores. Esta forma de organização será analisada no ponto seguinte.

3.2.1.2 Bolsa Voluntária

Neste modo de funcionamento, a produção e a comercialização relacionam-se através de contratos bilaterais. Naturalmente que esta relação técnico-comercial não está sujeita à regulação, porém, o uso das redes continua regulado como se descreveu anteriormente.

Secundariamente, para permitir transacções de energia excedentária, pode surgir uma (ou várias) bolsa de energia de excedentes, não obrigatória. Esta processa uma quantidade de energia cujo volume tem sido reduzido - inferior a 5% -, face ao afecto aos contratos bilaterais. Assim tem acontecido nas bolsas não obrigatórias que se constituíram na Inglaterra e Gales, Holanda, Alemanha e França.

Depreende-se pelo reduzido peso das transacções fora dos contratos bilaterais, que o relacionamento bilateral entre a produção e a comercialização, conduz a, ou reforça, os grupos empresariais integrados e auto-suficientes.

Convém referir que neste tipo de mercado o contrato bilateral entre um (só) centro electroprodutor e um cliente não faz sentido, pois significa estar fisicamente no sistema em rede e ter um comportamento de sistema isolado. O comercializador só garante aos seus clientes um funcionamento com elevada garantia de fornecimento, se tiver à sua disposição produção suficiente para situações severas: avaria de equipamentos, seca prolongada e se for possível estabelecer, convenientemente, a manutenção programada. O modelo desregulado em análise, favorece a criação ou a manutenção de grupos empresariais integrados e com uma certa dimensão crítica.

Como refere Santana, J. (2006),

“É razoável, o passado assim o mostrou, admitir a cooperação entre grupos empresariais existentes. A produção independente dos grupos integrados referidos, tem mais dificuldades em entrar no mercado de contratos bilaterais do que no sistema de bolsa obrigatória.”

O caso do mercado eléctrico nórdico constituído pela Noruega, Suécia, Finlândia e pela Dinamarca, merece uma menção especial pelo facto de a bolsa não obrigatória gerir um volume de energia mais elevado que o referido anteriormente. Cerca de 25% da energia consumida

naqueles países é transaccionada em bolsa. A hidroelectricidade tem um papel determinante; em especial na Noruega, ela representa quase 100% da energia produzida. Este facto pode ser determinante para as importantes transacções na bolsa e para os baixos preços que nela, habitualmente, se têm verificado. Este mercado é muitas vezes apresentado como um caso exemplar, no entanto, recentemente, apareceram notícias na imprensa internacional que indicam existirem dificuldades no que se refere à garantia de abastecimento.

3.2.2 O “*Market-Splitting*”

A capacidade de transporte das linhas de interligação entre países é essencial para que as trocas comerciais entre os mesmos se possam fazer sem congestionamentos.

O mecanismo de fixação de preços, típico de um “mercado *spot*”, não considera a rede de transporte (o elemento chave que possibilita a concorrência). Como referido, a rede impõe restrições de natureza física ou operacional pelo que, quando alguma delas é violada (usualmente sobrecarga nas linhas), resulta uma situação de congestionamento que impede as trocas comerciais e cuja resolução é responsabilidade dos Operadores de Sistema.

No Mercado Ibérico de Electricidade está regulamentada uma forma de gestão de congestionamento baseada na separação de mercado, denominada de “*Market Splitting*”. Esta separação consiste na criação de duas áreas de controlo, geridas pelos dois Operadores de Sistema, com preços diferenciados entre si. Trata-se de uma aproximação à metodologia dos preços nodais, na qual se atribui a cada nó o custo real do fornecimento de energia, tendo em conta o custo do congestionamento. De facto, os preços zonais podem ser interpretados como uma média dos preços nodais dentro de cada zona, o que na prática não sendo totalmente rigoroso é de mais fácil obtenção.

A separação do mercado exige o redespacho da produção e a fixação de preços do trânsito nas linhas de interligação, o que provoca uma alteração do programa de trocas bem como das transacções contratadas dentro da mesma zona. Assim, quando a separação do mercado se torna realidade, o preço marginal da zona exportadora é igual ao preço da última unidade casada nessa zona e o preço marginal da zona importadora é igual ao máximo preço casado nas duas zonas.

O mecanismo de “*Market Splitting*” ocorre quando a capacidade na interligação entre Portugal e Espanha é superada. De facto, quando a capacidade disponível nessas interligações não é totalmente ocupada, o mercado comporta-se como um só, havendo apenas uma

zona correspondente aos dois países e sendo conseqüentemente o preço igual para ambos.

3.2.3 O Preço do Mercado

Como se tinha dito anteriormente, um mercado é composto por um conjunto de empresas que produzem um mesmo produto ou um conjunto de produtos relacionados entre si. Na Figura 3.2 está representada a organização simplicista dos elementos de um mercado.

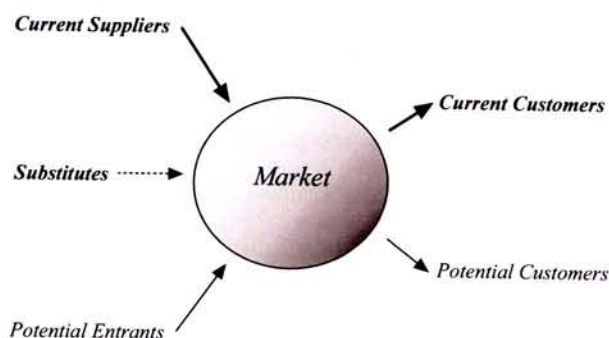


Figura 3.2: **Elementos de Mercado**

O mercado é constituído por pessoas, não só pelas que transaccionaram, mas também pelas que possam vir a fazê-lo. Desta forma, como vemos na Figura 3.2, existem potenciais vendedores e potenciais compradores.

Antes de analisarmos o Preço do Mercado de Electricidade, convém relembrar que existem diferentes tipos de mercados:

- Concorrência Perfeita - Muitas pequenas empresas vendem um produto homogéneo;
- Concorrência Monopolística - Muitas pequenas empresas vendem produtos diferenciados;
- Oligopólio - Mais de uma empresa vendedora, onde pelo menos uma tem capacidade de influenciar o preço;
- Monopólio - Existência de uma única empresa vendedora de um produto sem substitutos próximos.

Verifica-se, em geral, que o caso do mercado de electricidade corresponde ao modelo de oligopólio, onde existe um reduzido número de produtores e capacidade limitada.

Graficamente, como se vê na Figura 3.3, é possível correlacionar o poder de mercado com o tipo de mercado em questão. O mercado da electricidade encontra-se numa situação de forte poder de mercado, sendo apenas superada pelos cenários monopolistas.



Figura 3.3: Correlação entre Tipo e Poder de Mercado

3.2.3.1 Elasticidade

Como é que a quantidade procurada responde a variações de certas variáveis?

- Efeito de variar o preço do bem;
- Efeito de variar o preço de outros bens;
- Efeito de variar o rendimento.

A elasticidade mede a sensibilidade com que uma grandeza varia em resultado de variações de outra grandeza. Matematicamente, pode ser interpretada como a variação percentual numa variável em resposta a uma variação de 1% em outra variável:

$$\text{Elasticidade} = \frac{\text{Percentagem de variação numa variável (Y)}}{\text{Percentagem de variação noutra variável (X)}}$$

A elasticidade tem muitas aplicações:

- Elasticidade preço da procura;
- Elasticidade preço da oferta;
- Elasticidade rendimento;

A elasticidade da oferta em relação ao preço exprime-se matematicamente por:

$$\varepsilon_O = \frac{dq}{dO} \frac{O}{q} \quad (3.1)$$

Analogamente, a elasticidade da procura em relação ao preço exprime-se por:

$$\varepsilon_P = -\frac{dq}{dP} \frac{P}{q} \quad (3.2)$$

Como se referiu anteriormente, a elasticidade é a relação entre uma pequena variação percentual (ou por unidade) da oferta ou da procura, respectivamente, e uma pequena variação percentual (ou por unidade) do preço.

A elasticidade preço da procura mede a reacção das decisões de compra face a variações no preço. Uma procura perfeitamente elástica ($\varepsilon \rightarrow \infty$) corresponde a uma recta horizontal: os consumidores são muito sensíveis ao preço; por outro lado, uma procura perfeitamente rígida ($\varepsilon \rightarrow 0$) corresponde a uma recta vertical: os consumidores são insensíveis ao preço. Considerações análogas se poderiam tecer em relação à curva da oferta.

3.2.3.2 Mercado Perfeito

O *mercado perfeito* ou *mercado de concorrência perfeita*¹⁶ está ilustrado na Figura 3.4, na qual se traçaram as curvas típicas de oferta¹⁷ $O(q)$ e de procura¹⁸ $P(q)$, onde q denota a quantidade e p o preço.

A intersecção das curvas de oferta e de procura fornece o preço de mercado p_m e a quantidade q_m transaccionada. O ponto de equilíbrio corresponde à solução do mercado (p_m, q_m) , o qual constitui uma analogia com o idêntico conceito num sistema físico dinâmico. O equilíbrio ocorre quando não existem forças que impulsionam alterações no mercado, ou seja, quando a quantidade procurada é igual à quantidade oferecida. Nesse caso, todos os compradores e vendedores estão satisfeitos com as respectivas quantidades e preços de mercado. Não existindo tendência, tanto o preço como a quantidade se alterarem, *ceteris paribus*.

¹⁶Diz-se que é um *mercado perfeito* ou *mercado de concorrência perfeita*, quando o número de agentes é suficientemente elevado para que nenhum deles possa manipular os preços, i.e., não possui *poder de mercado*.

¹⁷Curva da Oferta- Quantidade total de um bem que os produtores desejam vender, cada um a seu preço. Tem uma inclinação positiva porque o preço e a quantidade procurada variam no mesmo sentido. Uma alteração no preço de um bem causa uma alteração na quantidade oferecida, mas não altera a oferta.

¹⁸Curva da Procura- Quantidade total de um bem que os consumidores desejam adquirir, cada um a seu preço. Tem uma inclinação negativa porque o preço e a quantidade procurada são inversamente relacionadas. Uma alteração no preço de um bem causa uma alteração na quantidade procurada, mas não altera a procura.

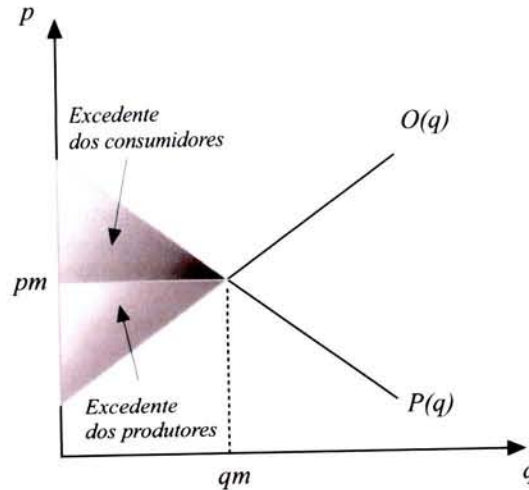


Figura 3.4: Determinação do preço de mercado em *mercado perfeito*.

O preço de mercado é estabelecido ao nível que se realizam todas as possíveis trocas entre vendedores e compradores. Nenhum dos participantes situados à direita do ponto de intersecção (Ver Figura 3.4) entre as curvas de oferta e de procura, participa em qualquer transacção, dado que os produtores exigem preços demasiado altos para o nível de benefícios que os consumidores entendem podem usufruir da transacção.

Cada produtor procura maximizar o resultado operacional¹⁹:

$$\max \{R(q) - [C_f + C_v(q)]\} \quad (3.3)$$

O máximo obtém-se para:

$$\frac{d}{dq} \{R(q) - [C_f + C_v(q)]\} = 0 \quad (3.4)$$

De onde:

$$\left(\frac{dR}{dq}\right)_{qm} = \left(\frac{dC_v}{dq}\right)_{qm} = C_{mar(qm)} \quad (3.5)$$

$\frac{dR}{dQ}$ é a receita marginal - a receita adicional obtida por cada unidade vencida - , igual ao preço de mercado p_m . Logo:

¹⁹Diferença entre a receita R e o custo $C = C \text{ fixo} + C \text{ variável}$

baseada nos custos marginais. Uma alternativa seria praticar-se a discriminação de preços por segmento de mercado (Santana, J., 2006).

A solução otimizada para a recuperação de todos os custos e discriminação de preço corresponde aos chamados “*Ramsey pricing*”.

Matematicamente, trata-se da maximização do excedente social:

$$\max \int_0^q [P(q) - O(q)] dq \quad (3.11)$$

sujeita à recuperação de todos os custos:

$$P(q)q - \left[C_f + \int_0^q O(q) dq \right] = 0 \quad (3.12)$$

Aplicando o Lagrangiano associado ao conceito de elasticidade definido pela equação 3.2 e tendo presente que $P(q_r) = p_r$ e $O(q_r) = C_{mar}(q_r)$, resulta:

$$\frac{p_r - C_{mar}}{p_r} = \frac{\lambda}{1 + \lambda} \frac{1}{\varepsilon} \quad (3.13)$$

Definindo o número de Ramsey:

$$\gamma = \frac{\lambda}{1 + \lambda} \quad (3.14)$$

resulta finalmente:

$$p_r = \frac{C_{mar}}{1 - \gamma/\varepsilon} \quad (3.15)$$

Note-se que $\lambda \geq 0$, donde resulta $0 \leq \gamma \leq 1$. No extremo inferior, $\gamma = 0$ ($\lambda = 0$), ocorre a situação de mercado perfeito; o extremo superior, $\gamma = 1$ ($\lambda \rightarrow \infty$), corresponde à situação de monopólio.

Desta forma, os consumidores com menor elasticidade em relação ao preço são os mais afectados. Esta política de preços deverá estar sujeita a limites impostos por um regulador ou autoridade de concorrência, sem o que aqueles consumidores seriam severamente

penalizados.

3.3 O Mercado Interno de Electricidade: Enquadramento na UE

A atitude dos países membros da União Europeia face à regulação tem sido diversa.

Em primeiro lugar, é importante referir que a Directiva 96/92/CE, entretanto revogada pela Directiva 2003/54/CE, estabeleceu as novas regras comuns aplicáveis à organização e funcionamento do Mercado Interno de Electricidade e conferiu às autoridades reguladoras um papel de crucial importância na garantia das obrigações de serviço público e na implementação dos mecanismos tendentes a assegurar a igualdade de tratamento, a transparência e a não discriminação no acesso às redes e no relacionamento entre os diversos operadores, no respeito pelas regras da concorrência consagradas no Tratado da União Europeia.

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

Refira-se que a Alemanha tem constituído a excepção a esta tendência, pois neste país não existia até muito recentemente regulação sectorial da energia, mas apenas uma regulação a nível mais geral da concorrência. De acordo com Pereira da Silva, P. (2007), esta situação reverteu-se em 2005 devido às exigências comunitárias.

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

3.3.1 História e Desenvolvimento

A electricidade é fundamental para o bem-estar da Europa²⁰. Sem um mercado europeu da electricidade concorrencial, os cidadãos europeus deverão pagar preços excessivos pela satisfação de uma das necessidades quotidianas mais elementares. O mercado da electricidade é também essencial para a competitividade da Europa, dada a importância da energia para a indústria europeia.

Além disso, um mercado concorrencial da electricidade é indispensável para combater as alterações climáticas. Só com um mercado funcional é possível desenvolver um mecanismo de comércio de licenças de emissão de CO₂ que funcione eficazmente, bem como um sector da energia renovável capaz de atingir a meta ambiciosa acordada no Conselho Europeu de assegurar, até 2020, que as fontes de energia renováveis representem 20% da matriz energética europeia.

Por fim, um mercado concorrencial da electricidade à escala da União Europeia é indispensável para garantir a segurança do aprovisionamento energético da Europa, já que só um mercado concorrencial à escala europeia gera sinais de investimento adequados e proporciona a todos os investidores potenciais um acesso equitativo à rede, para além de criar incentivos reais e eficazes, para os operadores da rede e para os produtores, ao investimento dos milhares de milhões de euros que serão necessários, na União Europeia, nos próximos vinte anos.

O processo de liberalização do mercado da electricidade teve início há cerca de vinte anos. Durante estes vinte anos, muitos cidadãos europeus beneficiaram de mais liberdade de escolha e maior concorrência, com melhor serviço e mais segurança. A avaliação efectuada pela Comissão e pelos reguladores da energia europeus demonstrou, no entanto, que o processo de desenvolvimento de mercados realmente concorrenciais está longe de estar concluído. Na prática, muitos cidadãos e empresas na União Europeia não têm verdadeiramente liberdade de escolha quanto ao fornecedor. A segmentação do mercado segundo as fronteiras nacionais, o elevado nível de integração vertical e a forte concentração do mercado estão na origem da inexistência de um verdadeiro mercado interno.

Desde a entrada em vigor das actuais directivas dirigidas ao sector eléctrico, em Junho

²⁰Uma declaração aparentemente óbvia ao estilo de *Jacques de La Palice*, no entanto com grandes implicações na actualidade.

de 2003²¹, a Comissão tem acompanhado constantemente a sua aplicação e os efeitos que têm tido sobre o mercado, e mantido um contacto regular com todos os interessados. Em particular, a Comissão publicou anualmente um relatório que analisa a realização do mercado interno da electricidade e do gás; organizou o Fórum Europeu de Regulamentação da Electricidade, de Florença, e o Fórum Europeu de Regulamentação do Gás, de Madrid, que reúnem regularmente os ministros, as entidades reguladoras nacionais, a Comissão, os operadores das redes de transportes, os fornecedores, os comerciantes, os sindicatos, os utilizadores das redes e as bolsas de energia.

No final de 2005, o Conselho Europeu de Hampton Court apelou para que fosse adoptada uma verdadeira política energética europeia. Respondendo a este apelo, a Comissão publicou em 8 de Março de 2006 um Livro Verde sobre o desenvolvimento de uma política energética europeia comum e coerente. Da consulta pública então realizada resultaram 1 680 respostas. A Comissão lançou já em 2005 um inquérito sobre a concorrência nos mercados do gás e da electricidade. O inquérito ao sector da energia veio em resposta à preocupação manifestada pelos consumidores e pelos novos operadores quanto ao desenvolvimento dos mercados grossistas de gás e de electricidade e à reduzida liberdade de escolha dos consumidores. O relatório final do inquérito foi adoptado pela Comissão em 10 de Janeiro de 2007, juntamente com um pacote de medidas propondo uma nova política energética para a Europa.

Como foi referido na secção **2.2.1.3**, a 19 de Setembro de 2007, a política energética ganhou um novo impulso tendo a Comissão Europeia adoptado um terceiro pacote de propostas legislativas que visa garantir uma real e efectiva possibilidade de escolha do fornecedor e benefícios para todos os cidadãos da UE.

3.3.2 Em Direcção a um Mercado Eficiente

Após a Comissão Europeia ter adoptado um terceiro pacote de propostas legislativas (Ver secção 2.2.1.3), o ano de 2008 será um ano *pivot* para o desenvolvimento do cenário europeu da Regulação Energética. Estas propostas farão parte do caderno de encargos da CEER/ERGEG no ano de 2008.

O CEER (*Council of the European Energy Regulators*) é a organização onde os Regu-

²¹A Directiva 2003/54/CE do Parlamento Europeu e do Conselho, de 26 de Junho de 2003, estabelece regras comuns para o mercado interno da electricidade e revoga a Directiva 96/92/CE.

ladores Nacionais Europeus se reúnem a debater assuntos de interesse comum. O CEER prepara trabalho para o ERGEG (*European Regulators Group of Electricity and Gas*). Os seus objectivos consistem em estabelecer e promover uma concorrência efectiva nos mercados do gás e da electricidade, assegurada através do processo de liberalização que pretende conduzir à construção do Mercado de Electricidade Único (Mercado Interno de Electricidade).

Em paralelo, os reguladores continuarão a trabalhar em elementos críticos necessários para implementar a legislação em vigor e para pôr em prática um Mercado Interno Eficiente do gás e da electricidade.

Como aconteceu em anos anteriores, as prioridades da CEER/ERGEG estão focadas para assegurar o acesso não discriminatório às redes, promover o investimento e facilitar as ligações trans-fronteiriças, a integração nos mercados, a transparência da informação e o *unbundling*²². Estas medidas estarão neste momento a ser tomadas com o objectivo de assegurar um mercado funcional da electricidade caracterizado pela escolha livre por parte dos consumidores.

Medidas-chave para alcançar estes objectivos incluem: preparar relatórios que monitorizem o cumprimento da legislação em vigor, preparar recomendações e conselhos à CE; e finalmente aplicar as iniciativas regionais da ERGEG, que são uma plataforma para identificar soluções reais para os problemas práticos da falta de integração em mercados regionais.

Existem quatro temas fulcrais no caderno de encargos do CEER/ERGEG para o ano de 2008:

1. Aplicar as Propostas do Terceiro Pacote Legislativo de 19 de Setembro de 2007;
2. Facilitar a implementação das legislações e das regras em vigor;
3. Implementar as Iniciativas Regionais da ERGEG;
4. Assegurar a Segurança do Abastecimento, inter-dependência e a cooperação entre os Reguladores.

²²O *unbundling* (desagregação ou separação) visa isolar as partes potencialmente competitivas das empresas (produção e comercialização) das que conservam características de monopólio natural, como a gestão das infra-estruturas. O operador de sistema (TSO/ISO) torna-se um prestador de serviços encarregado de permitir a concorrência, estabelecendo o acesso não discriminatório de todos os agentes às linhas de transmissão.

3.3.2.1 Iniciativas Regionais: A Chave da Europa para a Integração num Mercado Interno

As Iniciativas Regionais (RI) foram criadas em 2006 como uma plataforma para a identificação de soluções de problemas práticos, tais como a falta da integração em mercados regionais. No âmbito destas iniciativas nasceram sete regiões no mercado europeu de electricidade tal como se indica na Tabela 3.2.

Tabela 3.2: Mercados Regionais de Electricidade definidos pelas Iniciativas Regionais da ERGEG.

Mercados Regionais de Electricidade (<i>REMs</i>)	
CENTRO-OESTE	Bélgica, Alemanha, Luxemburgo, Holanda
CENTRO-ESTE	Austria, Republica Checa, Alemanha, Hungria, Polónia, Eslováquia e Eslovénia
CENTRO-SUL	Itália, Austria, França, Alemanha, Grécia e Eslovénia
NORTE	Dinamarca, Finlândia, Alemanha, Noruega, Polónia e Suécia
SUDOESTE	Espanha, França e Portugal
BÁLTICO	Letónia, Estónia e Lituânia
FRANÇA - REINO-UNIDO - IRLANDA	Grã-Bretanha, França, Republica da Irlanda e Irlanda do Norte

Estas iniciativas estão agora a apresentar resultados reais e são consideradas um elemento catalisador para a integração dos mercados regionais na Europa. Em 2008 os Reguladores Nacionais irão continuar a realizar esforços tanto ao nível Nacional como Europeu para transformar as RI em casos de sucesso. As RI são consideradas como o ponto de partida em direcção a um Mercado Interno de Electricidade funcional.

Em 2007, O Comissário Pielbags prestou tributo aos Reguladores Nacionais, aos TSOs, entre outros que continuam a caminhar em direcção a verdadeiros progressos no terreno.

“As Iniciativas Regionais são um passo positivo em direcção à criação de

um mercado único Europeu para o benefício de todos os consumidores europeus, tanto industriais como privados” (Comissário Pielbags, 2007)

“As iniciativas regionais já estão a construir as fundações para um mercado único, removendo as barreiras para a concorrência. Dado a aproximação regional, inerente no terceiro pacote legislativo, as iniciativas regionais e a nova agência da UE desempenharão um papel fundamental na implementação do mercado único europeu” (ERGEG Chair, Sir John Mogg, 2007)

Após dois anos, as RI apresentam já resultados concretos:

- CENTRO-OESTE: Os Planos para a conclusão do “*market coupling*”²³ estão a decorrer de forma a que tudo esteja concluído em 2009;
- CENTRO-ESTE: Medidas para a transparência na região já foram tomadas; esforços para caminhar em direcção a um sistema de cálculo baseado em trânsitos de potência; um centro estratégico de leilões está a ser estabelecido na Alemanha para a alocação de capacidade;
- CENTRO-SUL: Progressos na coordenação de leilões específicos nos pontos principais de inter-conexão (Itália-Eslovénia desde Setembro de 2007, Itália-Suíça desde Janeiro de 2008). O *market coupling* irá ser adoptado assim como processos para aumentar a transparência de mercado;
- NORTE: *market coupling* do mercado diário na fronteira Dinamarquesa com a Alemanha em Junho de 2008; *market coupling* do mercado intra-diário no primeiro semestre de 2008; Processos para aumentar a transparência através da obrigação imposta aos TSOs de publicarem informações *online* sobre a carga, transporte, inter-conexões e balanço de dados em Janeiro de 2008 e informação sobre a produção em Julho de 2008;

²³O “*market coupling*” é um método de gestão dos congestionamentos onde a capacidade inter-fronteiriça é alocada de acordo com a procura e a oferta nos operadores de mercado. É uma forma eficaz de tirar partido da capacidade inter-fronteiriça. O “*market coupling*” tri-lateral já existe entre a Bélgica, França e a Holanda, com planos para implementar em toda a região Centro-Oeste (juntando assim a Alemanha e o Luxemburgo aos três existentes) em 2009, seguido directamente pela integração do mercado holandês e do mercado nórdico. Existem também planos para integrar o mercado francês e o MIBEL.

- SUDOESTE: O Mercado Ibérico (MIBEL) foi implementado em Julho de 2007; um plano de acção visa reforçar as inter-conexões e aumentar a capacidade entre os dois países, aumentar a transparência do mercado, gerir de congestionamentos, e aumentar a compatibilidade das leis de mercado e dos seus mecanismos;
- BÁLTICO: Esforços para harmonizar um equilíbrio na região;
- FRANÇA - REINO-UNIDO - IRLANDA: Um mercado de electricidade único da ilha da Irlanda foi implementado em 1 de Novembro de 2007; reforço da capacidade na fronteira França- Reino-Unido a ser implementada em finais de 2008.

Estes resultados incluem um substancial aumento da transparência de informação (em cinco regiões), melhor gestão dos congestionamentos nas fronteiras (esforços por parte dos TSOs para calcular e alocar a capacidade nesses pontos) (em seis regiões) e esforços para a integração em mercados regionais (em duas regiões).

Foi também feito um apelo importante aos Governos e Indústrias para aumentar o envolvimento político e reforçarem o apoio a estas iniciativas.

3.4 MIBEL

3.4.1 Características Gerais

O Mercado Ibérico de Electricidade (MIBEL) entrou em funcionamento pleno em Julho de 2007, sendo o segundo mercado regional europeu transnacional a ser constituído (o primeiro foi o *NordPool*). Trata-se de uma iniciativa de grande alcance estratégico, que trará novos desafios e oportunidades e estimulará a inovação no sector eléctrico.

O MIBEL constitui uma iniciativa conjunta dos Governos de Portugal e de Espanha correspondendo a um passo importante na construção do Mercado Interno de Electricidade da União Europeia. Com esta concretização, passa a ser possível a qualquer consumidor, no espaço Ibérico, adquirir energia eléctrica a qualquer produtor ou comercializador que actue em Portugal ou Espanha, num regime de livre concorrência. Podem ser agentes do mercado ibérico os produtores, autoprodutores, agentes externos ou entidades não residentes, comercializadores e consumidores qualificados. Com a entrada em vigor do Acordo Internacional assinado em Santiago de Compostela a 1 de Outubro de 2004, as entidades autorizadas em

Portugal e em Espanha podem actuar neste mercado beneficiando de um reconhecimento automático, deixando de ser consideradas agentes externos, pelo que lhes serão garantidos os mesmos direitos e obrigações.

Por outro lado, neste acordo também são estabelecidas as regras gerais de funcionamento deste mercado. Assim, foram estabelecidos dois pólos responsáveis pela gestão dos mercados:

- OMIE - *Operador del Mercado Ibérico de Energía*, pólo Espanhol: Responsável pela gestão dos mercados diário e intradiário;
- OMIP - *Operador do Mercado Ibérico de Energia*, pólo Português: Responsável pela gestão dos mercados de derivados.

Neste contexto, a OMEL passa a ser designada por OMIE e a junção dos operadores de mercado dos dois pólos, OMIP e OMIE, dará origem a um único operador denominado de Operador do Mercado Ibérico, OMI.

O mercado diário funciona com ofertas simples (quantidade-preço, acrescidas de algumas condições de complexidade) e todos os produtores são remunerados ao preço marginal. Qualquer agente pode, para além de aceder ao mercado organizado, efectuar contratos bilaterais físicos. O estudo dos operadores de mercado será exposto na secção 3.4.3.

Mantêm-se dois Operadores de Sistema, que são as entidades concessionárias das redes de transporte (REN e REE), mas a prazo serão provavelmente unificados. Os Operadores de Sistema validam os programas de produção e gerem os serviços de sistema e os desvios dos programas contratados.

Quanto à regulação, ela é diferente em Portugal e em Espanha. Em Portugal, a ERSE tem competências alargadas no que respeita à fixação e aprovação de regras regulatórias e tarifárias enquanto que em Espanha as tarifas são aprovadas pelo governo sob proposta da CNE²⁴.

Num mercado a funcionar em pleno, as únicas tarifas reguladas são as da rede de transporte e distribuição, mas haverá ainda durante largo tempo tarifas reguladas de venda a clientes finais.

Todavia, para que o MIBEL possa realmente representar um mercado único, é necessário resolver ainda diversas questões pendentes. De acordo com Eurelectric (2005), estas incluem

²⁴ *Comisión Nacional de Energía*, <http://www.cne.es>.

basicamente a coordenação da gestão do sistema de transmissão (incluindo o aumento da capacidade de interligação e a adopção de formas efectivas de tratamento dos congestionamentos), a harmonização das formas regulatórias, incluindo soluções para aspectos que poderão distorcer o desempenho do mercado integrado (CMEC em Portugal e *Costes de Transición para la Competencia*, CTC, em Espanha) e, finalmente, o aumento da liquidez e competição para criar um mercado efectivo.

3.4.2 Interligação das Redes de Transporte

O cenário da procura anual no Sistema Eléctrico Ibérico, no horizonte de 2015, aponta para uma taxa de crescimento de 2,7% (380 TWh), sendo que a procura anual em Portugal e em Espanha está indicada na Tabela 3.3.

Tabela 3.3: Procura anual de energia eléctrica no MIBEL em 2015.

Portugal	58 TWh (15%) ¹
Espanha	322 TWh (85%) ¹

¹ - Representa a percentagem num total de 380 TWh.

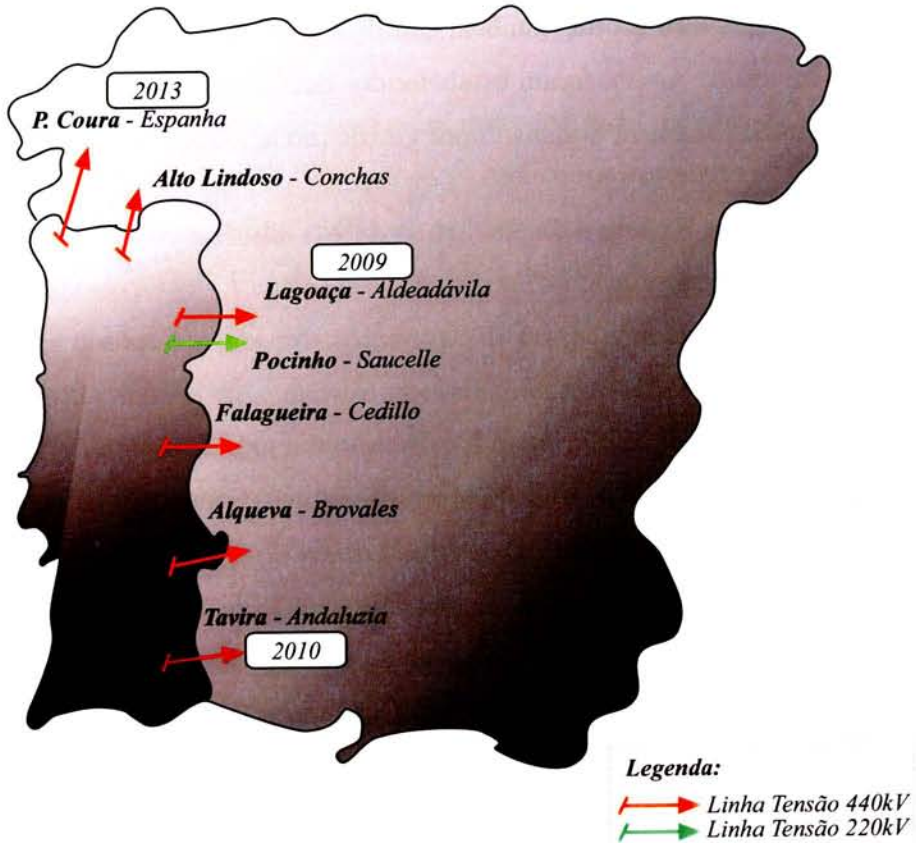
A capacidade de transporte das linhas de interligação é essencial para que as trocas comerciais entre os dois países se possam fazer sem congestionamentos.

Nesse sentido, a REN apresentou em Fevereiro de 2008 um plano de desenvolvimento e investimento da rede de transporte até 2014. No âmbito desse mesmo plano, o prosseguimento do reforço da capacidade de interligação com a rede de transporte de Espanha, visando uma meta de cerca de 3000 MW de capacidade comercial a médio prazo engloba os seguintes passos:

1. Reforço e reconfiguração das redes na região do Douro Internacional mediante o aumento da capacidade existente a nível dos 220 kV e o estabelecimento de interligação a 400 kV.
2. O estabelecimento de duas novas interligações: Algarve - Andalízia (2010/11) e a segunda interligação entre o Minho e a Galiza (2013/14), ambas a 400 kV.
3. Concretização de um conjunto de reforços internos nas redes de transporte de Portugal e Espanha relevantes para este objectivo.

4. Conclusão do programa iniciado há vários anos de reforços de capacidade de linhas de 220 kV, o qual se encontra muito adiantado.

Na Figura 3.5 estão representados de forma esquemática os pontos de interligação entre a Rede de Portugal e Espanha assim como os Reforços Previstos até 2014.



Fonte: REN (2008)

Figura 3.5: Pontos de Interligação entre a Rede de Portugal - Espanha e Reforços Previstos até 2014.

“Se queremos um mercado único, tal implica caminharmos também para uma rede eléctrica ibérica, por forma a minimizar os congestionamentos nos transportes de energia entre as duas redes. Esses congestionamentos, quando se verificarem, implicarão a existência de preços diferentes entre os dois países, tendencialmente mais caros em Portugal devido ao nosso mix tecnológico.” (Luís Mira Amaral, 20 de Dezembro de 2005, in Jornal de Negócios)

3.4.3 Operadores do Mercado: OMEL (OMIE) e OMIP

Com a entrada em vigor do Acordo Internacional assinado em Santiago de Compostela a 1 de Outubro de 2004, as entidades autorizadas em Portugal e em Espanha podem actuar neste mercado beneficiando de um reconhecimento automático, deixando de ser consideradas agentes externos, pelo que lhes serão garantidos os mesmos direitos e obrigações.

Por outro lado, neste acordo também são estabelecidas as regras gerais de funcionamento deste mercado. Assim, foram estabelecidos dois pólos responsáveis pela gestão dos mercados: o OMEL, também designado por OMIE (no âmbito do MIBEL) e o OMIP.

3.4.4 Espanha: OMEL

3.4.4.1 Descrição

De acordo com a *Ley 54/1997*, de 27 de Novembro, modificada pelo *Real Decreto-Ley 5/2005*, de 11 de Março, o Operador do Mercado assume a gestão do sistema de ofertas de compra e venda de energia eléctrica no mercado diário.

Por sua parte, e segundo o *Real Decreto 2019/1997*, de 26 de Dezembro, modificado pelo *Real Decreto 1454/2005*, de 2 de Dezembro, corresponde ao Operador do Mercado a realização de todas aquelas funções derivadas do funcionamento do mercado diário e do mercado intradiário de produção de energia eléctrica, assim como as que lhe são atribuídas em matéria de liquidação. Por sua vez o *Real Decreto 1747/2003*, de 19 de Dezembro, atribuí ao Operador de Mercado a realização de determinadas tarefas para a aplicação da liberalização dos sistemas peninsulares e extra peninsulares (Gomes, H., 2007).

Os agentes do mercado são as empresas habilitadas para actuar no mercado de produção como vendedores e compradores de energia eléctrica. Podem actuar como agentes do mercado os produtores, distribuidores e comercializadores de electricidade, assim como os consumidores qualificados de energia eléctrica e as empresas ou consumidores residentes noutros países externos ao Mercado Ibérico, que possuam a certificação de agentes externos.

Os produtores e os consumidores qualificados podem participar no mercado como agentes do mercado ou celebrar contratos bilaterais físicos.

A gestão económica do mercado de electricidade está a cargo do “*Operador del Mercado Ibérico de Energía - polo Español, S.A.*” Neste contexto, a OMEL passa a ser designada por

OMIE.

3.4.4.2 Mercado Diário

O mercado diário, como parte integrante do mercado de produção de energia eléctrica, tem por objectivo levar a cabo as transacções de energia eléctrica para o dia seguinte mediante a apresentação de ofertas de venda e aquisição de energia eléctrica por parte dos agentes do mercado.

A maioria das transacções são realizadas neste mercado, através da participação numa bolsa de electricidade - *pool* -, em que os participantes apresentam ofertas de compra e de venda para cada hora do dia (24²⁵), onde indicam o preço e quantidade de energia que pretendem transaccionar. A curva de ofertas de venda forma-se pelo agrupamento de todas as ofertas dos produtores por ordem crescente de preço, enquanto que a curva de oferta da procura é obtida através da agregação por ordem decrescente de preço de todas as ofertas de procura. A intersecção das referidas curvas fornece o preço de mercado e a quantidade de energia a transaccionar. Trata-se de um preço de mercado - preço marginal do sistema - que reflecte o preço do grupo gerador mais caro que foi casado e que é pago a todos os produtores que viram as suas ofertas aceites.

Os vendedores no mercado de produção de energia eléctrica estão obrigados a aderir às regras de funcionamento do mesmo por meio da assinatura do correspondente contrato de adesão.

Todas as unidades de produção disponíveis que não estiverem comprometidas com um contrato bilateral físico têm a obrigação de apresentar ofertas ao mercado diário. As unidades inferiores com potência inferior a 50 MW ou as que, à data de entrada em vigor da lei 54/1997 não estavam abrangidas pelo *Real Decreto* 1538/1987, não terão que apresentar ofertas ao mercado diário, podendo fazê-lo, para aqueles períodos de programação que considerem oportunos. Para os PRE, a declaração ao mercado, da energia excedente é facultativa, existindo a alternativa de apresentar ofertas ao mercado, mantendo o seu direito aos prémios estabelecidos para o referido regime. Também poderão apresentar ofertas de venda de energia os agentes externos autorizados para tal.

Os agentes compradores (Ver Tabela 3.4) deste mercado são representados pelos distribuidores, os comercializadores, os consumidores qualificados e os agentes externos cuja

²⁵Vinte e três ou vinte e cinco períodos nos dias em que houver mudança de hora.

participação esteja autorizada no Mercado Ibérico. Os compradores poderão apresentar ofertas de aquisição de energia eléctrica no mercado diário, sendo condição necessária que estejam inscritos no registo administrativo correspondente, e que adiram às regras de funcionamento do mercado.

Tabela 3.4: **Agentes Compradores no Mercado Diário.**

Agentes do Mercado	Participação no Mercado Diário
Distribuidores	Dirigem-se ao mercado para adquirir a energia eléctrica que necessitam para fornecer aos consumidores de tarifa regulada.
Comercializadores	Dirigem-se ao mercado para adquirir energia eléctrica para vender aos Consumidores Qualificados.
Consumidores Qualificados	Podem Adquirir Energia directamente no mercado organizado, através de um comercializador, assinando um contrato bilateral físico com um produtor ou ainda permanecendo temporariamente como consumidore pela tarifa regulada.
Agentes Externos	Podem participar no mercado organizado, ou assinar contratos bilaterais com produtores ou consumidores qualificados.

As ofertas económicas de venda de energia eléctrica que os vendedores apresentam ao operador do mercado podem ser simples ou integrar funções complexas em função do seu conteúdo. As ofertas simples são ofertas de venda de energia que os vendedores apresentam, para cada período horário e para cada unidade de produção da qual sejam titulares, sob a forma de um preço e de uma quantidade. As ofertas que integram condições complexas de venda são aquelas que, cumprindo com os requisitos exigidos para as ofertas simples, integram além disso, alguma ou algumas das condições técnicas ou económicas seguintes:

- Condição de indivisibilidade do 1^o bloco;
- Rampas de variação de potência;
- Remuneração mínima diária;
- Paragem Programada.

3.4.4.3 Solução de Restrições Técnicas

É realizada por parte do Operador de Sistema uma avaliação das condições de segurança das transacções acertadas no mercado diário. Caso o programa não cumpra os requisitos

de segurança estabelecidos, o Operador de Sistema determina quais as unidades de venda e ofertas de compra e venda que devem ser agregadas ou eliminadas do programa diário base de funcionamento. Se ocorrerem congestionamentos nas interligações Portugal-Espanha é activado o mecanismo de *market splitting* que origina a existência de preços diferenciados nos dois países. Obtém-se então o programa diário viável provisório. Estas acções terminam às 13 horas em Portugal, que correspondem às 14 horas em Espanha.

3.4.4.4 Atribuição de Regulação Secundária

Sobre o programa diário viável provisório obtido anteriormente, o Operador de Sistema atribui, mediante entrega baseada no preço marginal, a banda de regulação secundária a subir ou a descer às unidades de produção participantes. O resultado corresponde ao programa diário viável definitivo. Esta acção termina às 15 horas em Portugal, correspondendo em Espanha às 16 horas.

3.4.4.5 Mercado Intradiário

O mercado intradiário é um mercado de ajustes onde se procede à gestão de desvios entre as quantidades previstas e os programas de produção/consumo. Encontra-se estruturado em seis sessões e pode ser acedido pelos agentes que tenham participado no mercado diário, em contratos bilaterais ou que tenham declarado indisponibilidade (no caso de unidades de venda).

O Operador de Mercado convoca os agentes para a participação nas seis sessões do mercado intradiário. Estes apresentam propostas de compra/venda, onde o único requisito a respeitar são os compromissos assumidos em relação a serviços complementares no programa diário viável. A entrada neste mercado por parte das unidades de venda apresenta como condição a anterior participação no mercado diário, em contratos bilaterais, ou não o ter feito devido a indisponibilidade. No que diz respeito aos agentes de compra, a sua inclusão no mercado em questão depende da execução de contratos bilaterais no dia correspondente ou na respectiva participação no mercado diário.

O resultado de cada sessão do mercado intradiário dá lugar ao programa horário final. As sessões do mercado intradiário encontram-se organizadas da forma presente na Figura 3.6.

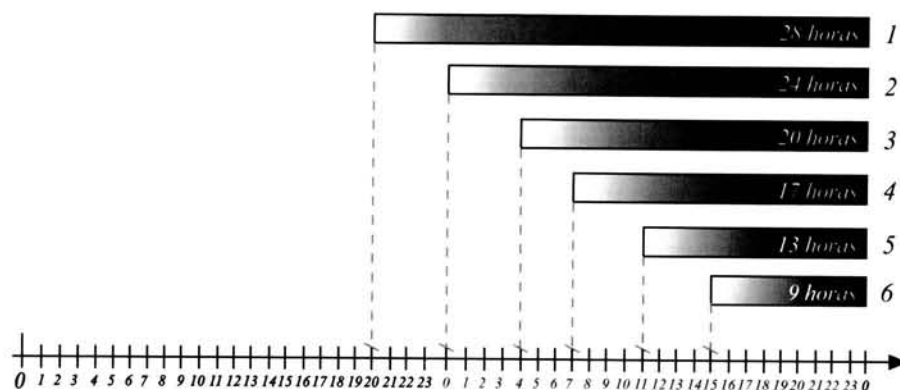


Figura 3.6: Horário das sessões do Mercado Intradário no OMEL.

3.4.4.6 Desvios entre Sessões do Mercado Intradiário

É responsabilidade do Operador de Sistema a garantia do equilíbrio físico na rede entre os fluxos de produção e consumo de electricidade, mediante a aplicação de serviços complementares e gestão de desvios, excepto nos casos em que seja necessária a instrução directa a unidades de produção, o que constitui a aplicação de procedimentos especiais ou de emergência.

3.4.4.7 Contratação Bilateral em Espanha

Finalmente, qualquer agente pode, para além de poder aceder aos mercados organizados, efectuar contratos bilaterais físicos. Esta hipótese confere aos agentes uma maior salvaguarda face à volatilidade dos preços do mercado *spot* e concorre para uma maior estabilização dos preços de mercado.

3.4.5 Portugal: OMIP

3.4.5.1 Descrição

O OMIP é o operador do pólo português do Mercado Ibérico de Electricidade (MIBEL), sendo responsável pela gestão da negociação de operações no mercado de derivados cujo activo subjacente é a electricidade.

O OMIP detém uma participação de 100% na OMIClear - Sociedade de Compensação de Mercados de Energia, S.A..

A OMIClear assume as funções de Câmara de Compensação e Contraparte Central em todas as operações realizadas no mercado gerido pelo OMIP, podendo também compensar

negócios do mercado OTC ou ainda de outros mercados que tenham como activos subjacentes produtos de base energética ou de natureza análoga.

O OMIP fornece aos diferentes participantes instrumentos de gestão de risco, independentemente da sua dimensão, localização geográfica ou tipo de actividade. É disponibilizado pelo OMIP um mercado complementar ao mercado por si gerido relativo a contratos OTC.

Enquanto entidade responsável pelo mercado de derivados, o OMIP desempenha um conjunto de funções necessárias ao regular funcionamento deste mercado, como por exemplo:

- a admissão dos participantes.
- a definição e listagem dos contratos, bem como gestão da sua negociação.
- a prestação de informação relevante aos participantes e ao público em geral, relativamente ao funcionamento do mercado a prazo, designadamente através da publicação de um Boletim de Mercado.
- a supervisão, em coordenação com as Entidades de Supervisão, do funcionamento do mercado.

Neste âmbito, transcreve-se em seguida um excerto de declaração relativo à importância que os contratos a prazo assumem no âmbito do MIBEL.

“De notar que os contratos a prazo têm uma influência decisiva na estabilização dos preços da energia e que, como sabem os financeiros, os mercados de derivados exigem um razoável conhecimento da evolução dos preços *spot* (ou seja da sua volatilidade) o que vai implicar que se houver um mercado de electricidade a funcionar a sério na Península Ibérica, ele nos vai dar o quadro de referência adequado para que os agentes tomem as decisões em relação aos grandes centros electroprodutores. Também aqui, se houver mercado a funcionar, tal poderá em teoria pôr em causa a lógica de planeamento central nas decisões de investimento.” (Luís Mira Amaral, 20 de Dezembro de 2005 *in* Jornal de Negócios)

3.4.5.2 Produtos

No OMIP negociam-se contratos de futuros. Uma das características chave, diferenciadora de um contrato de futuros face a um contrato *forward*, é o facto dos ganhos e perdas

resultantes das flutuações de preços, durante a fase de negociação, serem liquidados numa base diária.

Há dois tipos base de contratos de futuros MIBEL: uns possuem entrega física e outros prevêem uma liquidação no vencimento puramente financeira, com a peculiaridade de ambos os tipos de contratos beneficiarem de um livro de ordens comum.

As restantes características são comuns a ambos tipos de contratos, realçando-se as seguintes:

- contratos "baseload" (carga base);
- nominal dos contratos: 1 MW vezes o número de horas de cada contrato;
- cotação e *tick*: em €/MWh, com um *tick* de 0,01 €/MWh;
- períodos de entrega: semanas, meses, trimestres e anos;
- preço de referência *spot* utilizado para a liquidação no vencimento de ambos os tipos de contratos: valor monetário do índice "SPEL base", que representa o preço médio da energia eléctrica na zona espanhola, determinado com base nos valores verificados no mercado diário gerido pelo OMEL.

3.4.5.3 Negociação na Plataforma do OMIP

No OMIP existe apenas um tipo de membro - Membro Negociador - com a função exclusiva de negociar, podendo, no entanto, assumir diferentes estatutos. Os Membros Negociadores podem ser:

- por conta própria (*dealer*);
- por conta de terceiros (*broker*);
- por conta própria e de terceiros (*broker/dealer*).

Na Plataforma de Negociação do OMIP negociam-se contratos de futuros. Todos os elementos destes contratos são estandardizados (volume, subjacente, variação mínima de preço, etc.). Com efeito, quando um participante do mercado abre uma posição, apenas tem de escolher qual o contrato que irá negociar, a respectiva quantidade e o preço (excepto se for uma "oferta ao mercado").

Uma característica chave deste tipo de contratos assenta no facto dos ganhos e perdas serem calculados e liquidados (*mark-to-market*) numa base diária. As operações realizadas no OMIP são inscritas em contas de negociação e simultaneamente registadas em contas de compensação, através das quais é feita a liquidação financeira dos contratos.

A sessão de negociação é composta por três fases consecutivas:

- **Fase de Abertura:** período inicial da actividade de um Dia de Negociação, durante o qual os membros negociadores podem interagir com a plataforma de negociação apenas para eliminar ofertas constantes do livro de ofertas central e criar, modificar e eliminar ofertas no livro de ofertas local, mas não podem realizar operações.
- **Fase de Negociação:** período activo da sessão, durante o qual é permitida a realização de operações, em contínuo ou por leilão, podendo os membros negociadores aceder a todas as funcionalidades de consulta, de introdução, modificação e cancelamento de ofertas.
- **Fase de Fecho:** período final da actividade de um dia de negociação, em que os membros negociadores dispõem das mesmas funcionalidades que na Fase de Abertura.

3.4.5.4 Regras do Mercado

De acordo com os poderes de auto-regulação conferidos pela lei portuguesa ao OMIP e à OMIClear, enquanto entidades responsáveis pelo funcionamento do Mercado a Prazo do MIBEL, a participação neste mercado está sujeita ao quadro normativo expresso na Tabela 3.5.

Tabela 3.5: Quadro Normativo das regras do OMIP.

Regulamento	Conjunto de normas que regem a organização e funcionamento do OMIP / da OMIClear, definindo o enquadramento da actuação dos participantes no Mercado a Prazo.
Circulares	Conjunto de normas que desenvolvem e concretizam as normas previstas no respectivo Regulamento.
Avisos	Comunicações escritas que visam a interpretação e execução de disposições previstas no Regulamentos e nas Circulares respectivas.

3.4.5.5 Leilões PT-VPP

O n.º 2 do artigo 70.º do Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de Agosto, na redacção que lhe foi dada pelo artigo 3.º do Decreto-Lei n.º 264/2007, de 23 de Julho, veio estabelecer que a entidade concessionária da Rede Nacional de Transporte (RNT) de electricidade, ou a entidade que a substituir para o efeito, deve efectuar a venda de parte da energia eléctrica adquirida no âmbito dos contratos de aquisição de energia (CAE) que se mantenham em vigor através de leilões de capacidade virtual de produção de energia eléctrica.

Por sua vez os números 5 e 6 do mesmo artigo 70.º determinam que os leilões supracitados consistem em processos concorrenciais de licitação de opções de compra de uma determinada capacidade de produção de energia eléctrica, as quais podem ser exercidas ao longo de um período de entrega definido, devendo as respectivas regras ser estabelecidas através de Portaria do membro do Governo responsável pela área de energia.

São entidades envolvidas nos procedimentos de leilões de capacidade virtual de produção:

1. As entidades vendedoras (vendedor), enquanto oferentes dos direitos de capacidade virtual de produção nos termos estabelecidos no artigo 2.º, cabendo -lhes ainda cumprir as obrigações definidas no artigo 6.º;
2. As entidades compradoras (comprador), enquanto agentes de mercado habilitados a comprar e a vender energia em Portugal através dos modos de compra e venda de energia estabelecidos para o funcionamento do MIBEL e em cumprimento com o disposto no artigo 2.º;
3. A Direcção Geral de Geologia e Energia (DGGE) e a Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE), para além das competências que legalmente lhes estão atribuídas, relativamente às funções definidas nos artigos 7º e 9.º;
4. O OMIP — Operador do Mercado Ibérico de Energia (Pólo Português), S. A., enquanto entidade responsável pela organização e gestão dos leilões;
5. A OMIClear — Sociedade de Compensação de Mercados de Energia, S. A., enquanto câmara de compensação que assegura os processos de admissão dos participantes, bem como a compensação, nomeação e liquidação das operações.

Os leilões são realizados através de um procedimento anónimo, competitivo, não discriminatório e transparente. Os direitos são atribuídos por um processo de formação de preço do tipo marginal, aos participantes que prestem as garantias definidas no Acordo Quadro definido nos termos estabelecidos no ponto 1 do número 2 do artigo 7.º.

Capítulo 4

Metodologias de Previsão no Sector Eléctrico

4.1 Análise da Evolução das Metodologias de Previsão

Na década de 20 do século passado eram realizadas previsões extrapolando simplesmente séries temporais. O que pode ser considerado de “Previsão moderna” começou em 1927, quando Yule apresentou técnicas auto-regressivas para prever o número anual de manchas solares (Yule, 1927). O seu modelo realizava previsões baseando-se na soma ponderada de dados históricos. Este sistema linear foi vastamente utilizado nos cinquenta anos que se seguiram, até que a pesquisa culminasse na metodologia ARIMA proposta por Box e Jenkins (1970). A partir de então, grandes estudos teóricos basearam-se em séries não estacionárias e séries não lineares.

Durante a década de 80 aconteceram dois desenvolvimentos cruciais que vieram mudar a pesquisa em séries temporais. Por um lado, a maior capacidade e desenvolvimento de computadores pessoais permitiram que séries temporais muito mais extensas pudessem ser analisadas e que algoritmos mais sofisticados pudessem ser utilizados. Isto aconteceu concomitantemente com um segundo aspecto - o desenvolvimento de técnicas computacionais de aprendizagem, tais como as Redes Neurais Artificiais (ANNs).

O termo “Sistemas de Inteligência Computacional” é conhecido em diversas técnicas computacionais que se baseiam na evolução da vida biológica. Estas técnicas incluem *Fuzzy Logic*, Algoritmos Genéticos, Redes Neurais Artificiais (ANNs) entre outros. Estas abordagens estão em crescente evolução e aplicação numa grande variedade de campos, desde aplicações práticas até pesquisas científicas de alto nível. A grande vantagem que estas técnicas

oferecem, reside na sua capacidade para lidarem com problemas complexos que são de difícil resolução através de abordagens convencionais. Além disso, também oferecem um grande avanço na obtenção de soluções mais eficazes e precisas (Zhou, E., 2007).

4.2 Previsão no Sector Eléctrico

As metodologias de previsão aplicadas ao Sector Eléctrico evoluíram ao longo das últimas três a quatro décadas, começando pelas aproximações regressivas baseadas em séries temporais da potência activa (Heinemann et al., 1966; Hagan e Behr, 1987). A evolução e o consequente aumento da complexidade dos SEE teve como consequência a ampliação das relações causa-efeito relacionadas com o consumo, confrontando deste modo os modelos baseados em regressões com formulações cada vez mais complexas (Santos, P., 2007).

Segundo Gross e Galiana (1987), as metodologias baseadas na análise da incerteza lidam melhor com a escassez de informação, reflectindo com maior clareza as alterações da envolvente nos SEEs.

Apesar das diversas metodologias existentes, o aparecimento de novos métodos não implica o “desaparecimento” ou o menor uso de outros. A diversidade, a profundidade temporal da informação recolhida e o horizonte temporal de previsão, definem o limite e a adaptabilidade de cada uma das metodologias. Cada um dos horizontes de previsão é utilizado com diferentes objectivos, tornando-se relevante referir quer os objectivos, quer a classificação habitual dos horizontes de previsão, que podem ser enumerados como: muito curto, curto, médio e longo prazo (Santos, P., 2007).

As previsões de curto e de médio prazo são um precioso auxiliar para o planeamento dos SEE, nomeadamente para planeamento de capacidades de produção, transporte e distribuição, ou para calendarizar processos de manutenção e armazenamento de combustível, entre outros.

A previsão de curto prazo permite o planeamento de acções diárias, ao nível de despacho económico e ainda previsão de preços de energia eléctrica em ambientes de mercado. Neste trabalho, sendo o horizonte de previsão uma semana, incluir-se-á no domínio do curto prazo (note-se que o muito curto prazo refere-se a horizontes inferiores a uma hora, enquanto o de curto prazo pode ir até trinta dias).

A previsão de muito curto prazo, com um horizonte temporal máximo inferior à hora

está essencialmente vocacionado para funções de regulação de tensão e frequência sendo o único dos referidos que está vocacionado para funcionar “online” (Gross e Galiana, 1987).

O uso de Redes Neurais Artificiais (ANNs) em sistemas de potência, particularmente em previsão de carga, não é recente. Pode até dizer-se que a previsão de carga representa uma das aplicações com maior sucesso em ANNs, no que diz respeito à área dos sistemas de potência. Este feito pode ser explicado pelo grande desempenho das ANNs em regressões, na sua capacidade de adaptação, na sua tolerância a dados com ruído, e também pelo facto de não ser necessária uma modelização formal do sistema.

4.3 Escolha das Redes Neurais Artificiais como Metodologia de Previsão

As ANNs são modelos matemáticos baseados no funcionamento do cérebro humano, e são compostas por três camadas distintas - entradas, camada escondida e saídas. Cada uma delas é composta por um certo número de neurónios. A literatura explica certas características das ANNs que as tornam particularmente úteis na previsão de séries temporais. Será de referir que a mais importante reside na capacidade destas aproximarem praticamente qualquer função (mesmo funções não-lineares) (R. Pino et al., 2007).

De um ponto de vista matemático, as ANNs podem ser consideradas funções aproximadoras universais (Hornik et al., 1989; Cybenko, 1989). Isto significa que as ANNs podem aproximar muito bem qualquer função a um conjunto de dados, o que é especialmente importante quando se tratam de funções complexas.

ANNs com uma ou mais camadas escondidas podem separar o espaço em diferentes áreas e criar funções diferentes para cada uma delas. Isto significa que as ANNs têm a capacidade de construir modelos não-lineares. A literatura diz-nos que vários especialistas concordam com a importância deste tipo de modelos, capazes de identificar e tratar mudanças bruscas num padrão de uma série temporal.

Alguns dos modelos estatísticos utilizados na previsão de séries temporais têm limitações associadas ao modo como estimam os seus parâmetros. Isto significa que o analista de previsão tem que supervisionar a fase de estimação, o que conduz a uma re-estimação periódica aquando da inclusão de novos dados. Em oposição, a estimação através das ANNs pode ser automatizada e a revisão do modelo não é necessária, devido ao facto de

estas “aprenderem” automaticamente.

Qualquer metodologia de previsão que “aprenda” a partir de acontecimentos/dados passados em ordem a prever o futuro, tem o problema de lidar com séries que não são suficientemente extensas. No entanto, séries temporais compostas por muitos dados podem também revelar-se um problema. No que diz respeito às ANNs, possui um conjunto alargado de dados é importante. No entanto, se esse conjunto for demasiado extenso, provavelmente tomará muito tempo para gerar soluções adequadas.

Justifica-se deste modo a utilização da metodologia baseada em ANNs para realizar a previsão dos preços de energia eléctrica, lembrando que uma das principais características das ANNs é a sua velocidade. Podem ser geradas soluções muito rapidamente para a maioria dos problemas, no entanto, têm que se respeitar algumas condições (R. Pino et al., 2007):

1. A configuração da rede não pode ser muito extensa, de modo a que o número de conexões (cujos pesos têm que ser calculados) não seja muito elevado;
2. O conjunto de dados para o treino não pode ser muito vasto. Quanto menor for o conjunto, cada exemplo percorrerá a rede um maior número de vezes e a solução será obtida mais rapidamente;
3. A composição dos exemplos de treino tem que ser homogénea. Quanto maior for a semelhança entre os exemplos, mais veloz será o processo de aprendizagem.

Na Tabela 4.1 são referidas as vantagens e desvantagens das ANNs, como metodologia de previsão.

Segundo Fidalgo e Matos (2007), num estudo de previsão de curto prazo que visava prever valores futuros de uma série temporal do consumo de electricidade em Portugal, o uso das ANNs revelou-se a metodologia mais eficaz, apresentando a melhor performance. Outros métodos utilizados nesse estudo envolveram: *K Nearest Neighbors*, *Multiple Linear Regression*, *Projection Pursuit Regression*, *Regression Trees*, *Multivariate Adaptive e Regression Spline*.

Tabela 4.1: Características das ANNs enquanto metodologia de previsão.

Vantagens	Desvantagens
Solução de problemas não linearmente separáveis.	Dificuldade na definição da arquitectura ideal (número de camadas, número de neurónios).
Potencial para elevadas velocidades de computação, facto que se justifica pela possibilidade de paralelismo e pela facilidade de implementação em hardware.	Dificuldade na definição dos parâmetros de treino.
Capacidade de aprendizagem a partir de exemplos, isto é, a partir de informação de entrada/saída.	O treino pode ser lento.
Capacidade de aprender permanentemente novas situações.	Dificuldade na inicialização dos pesos.
A forma de tratar sistemas MIMO (Multiple-Input Multiple-Output), analogamente a sistemas SISO (Single-Input, Single-Output).	Sobreadaptação da rede ao conjunto de treino, provocando elevados erros de generalização.
O facto de a informação ser distribuída por toda a estrutura favorece a sua robustez e tolerância a falhas.	

Capítulo 5

Redes Neurais Artificiais

5.1 Introdução

As Redes Neurais Artificiais (“*Artificial Neural Networks*”– ANNs), como proposta metodológica aplicada à previsão de curto-prazo, têm conhecido desde 1980 um desenvolvimento considerável, com resultados globais que se podem considerar satisfatórios. Verifica-se nos dias de hoje um crescimento acentuado desta metodologia, uma vez que os sistemas computacionais actualmente estão muito mais desenvolvidos, com uma rapidez e capacidade de cálculo superior. Contudo, a sua aplicação não está isenta de alguns condicionalismos, seja por limitações intrínsecas da própria metodologia, ou por dificuldades construtivas dos modelos.

As Redes Neurais Artificiais¹ são compostas por elementos simples que operam em paralelo. Estes elementos são inspirados nos sistemas nervosos biológicos. Tal como acontece na natureza, as conexões entre os elementos determinam vastamente a função da rede. Pode-se treinar uma rede neuronal para executar uma determinada função, ajustando os valores dessas conexões (pesos) entre os elementos que a constituem. Tipicamente, as ANNs são ajustadas, ou treinadas, de forma a que uma dada entrada conduza a uma determinada saída, “*target*”. A Figura 5.1 ilustra o funcionamento básico de uma ANN. Como se pode ver, a rede neuronal é ajustada, baseada numa comparação entre as saídas e os “*targets*” até ao momento em que as saídas da rede se ajustem aos “*targets*”. Tipicamente, são necessários muitos pares de entradas/”*targets*” para treinar eficazmente uma ANN.

¹Por simplicidade de escrita, passaremos a designar as Redes Neurais Artificiais ANN.

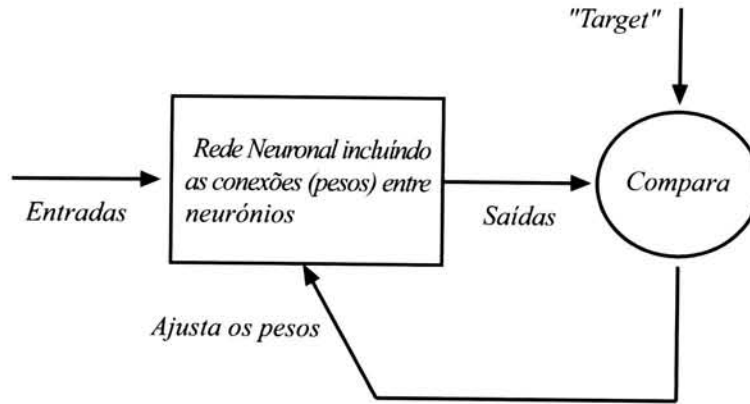


Figura 5.1: Funcionamento básico de uma Rede Neuronal.

A utilidade das ANNs assenta no facto de estas poderem ser utilizadas para inferir uma função a partir de observações. Isto é particularmente útil em aplicações onde a complexidade dos dados inviabiliza a determinação explícita de tal função. As ANNs são uma ferramenta útil, e apresentam um conjunto de características próprias que lhes tem permitido serem utilizadas, essencialmente, nos seguintes tipos de problemas:

- Aproximação de funções, análise de regressão, previsão de séries temporais e modelização;
- Classificação, incluindo reconhecimento de padrões e de sequências;
- Optimização e apoio à decisão;
- Processamento de dados, incluindo filtragem, “*clustering*” e compressão.

Entre as aplicações práticas distinguem-se:

- Controlo e identificação de sistemas (Controlo de veículos, controlo de processamento);
- Jogos e decisão (Xadrez, gamão);
- Reconhecimento de padrões (Sistemas de radar, reconhecimento da face, reconhecimento de objectos, entre outros);
- Reconhecimento de sequências (Movimento, fala, reconhecimento de escrita manual);
- Diagnóstico médico;

- Aplicações financeiras (Previsão de mercados financeiros, “*Automated trading systems*”);
- “*Data mining*”;
- Visualização e filtros correio electrónico (Filtros “*anti-spam*”).

5.2 Fundamentos das Redes Neurais

Uma ANN, baseando-se no princípio de funcionamento dos neurónios biológicos, nomeadamente humanos, consiste num processo massivamente paralelo de efectuar computações numéricas. Como elemento base de uma rede neuronal, tem-se o “neurónio”, que corresponde a uma unidade de processamento elementar. A ideia do “neurónio” como unidade de computação inspira-se na biologia dos neurónios do sistema nervoso humano.

Nos neurónios biológicos, os sinais electroquímicos captados pelas dendrites, cada um com a sua intensidade própria, adicionam-se no corpo celular e, se a resultante ultrapassar um certo limiar, criam uma onda solitária de despolarização eléctrica que tem início no cone axial e avança pelo axónio, até atingir os terminais pré-sinápticos onde, por intermediação química, activará dendrites de outros neurónios (Miranda, V., 2007).

Nas ANNs também se têm “neurónios” com entradas, um processamento interno não linear e uma saída. O processamento interno transforma as entradas na saída.

Uma ANN consiste, assim, numa interligação de diversas unidades de processamento, com uma configuração “semelhante” à do neurónio cerebral.

Respeitando esta similaridade de funcionamento, também se dá o nome de neurónio à unidade de processamento das ANNs. As entradas e saídas dos neurónios correspondem às sinapses e axónios dos neurónios cerebrais. As ligações entre neurónios estão associadas a pesos w . Estes “pesos sinápticos” são indicadores da “força de ligação”. Um sinal emitido por um neurónio é multiplicado pelo peso da ligação antes de dar entrada num neurónio seguinte.

É habitual, por uma questão de sistematização, organizar estes neurónios em camadas, com ligações unidireccionais sempre num sentido progressivo, da entrada para a saída da rede. Na Figura 5.2 está ilustrada a analogia entre o sentido do fluxo de informação num

neurónio biológico² e num neurónio artificial. A nomenclatura relativa às propriedades no neurónio artificial será explicada posteriormente.

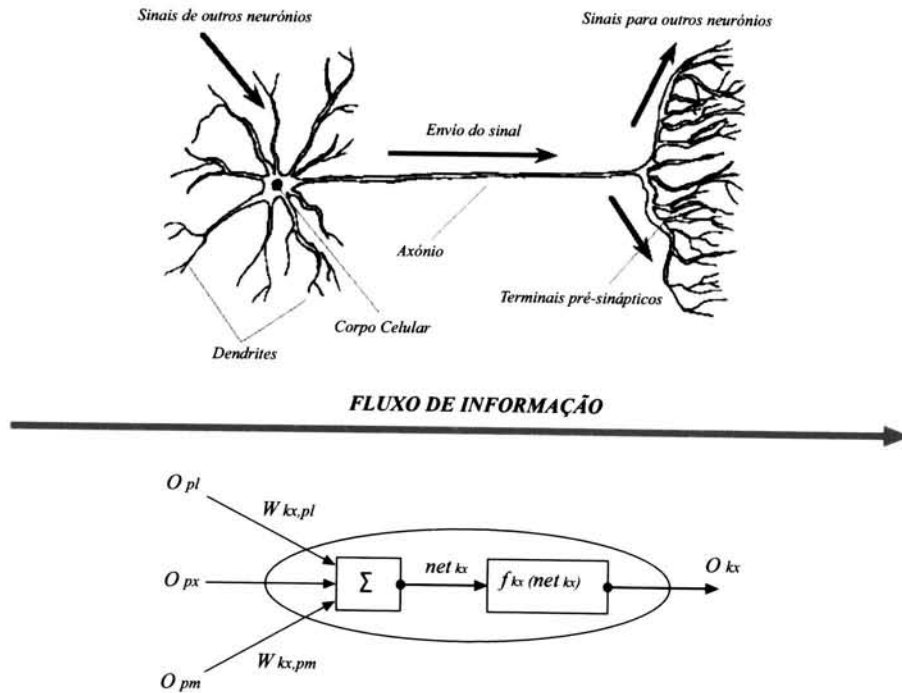


Figura 5.2: Analogia entre o fluxo de informação num neurónio biológico e num neurónio artificial.

5.3 Modelização das ANNs

5.3.1 Modelo do Neurónio Artificial em Camadas

A representação de um neurónio artificial, índice x da camada k é mostrada na Figura 5.3.

Um neurónio índice x da camada k recebe sinais O_{pz} dos neurónios da camada anterior p e efectua as transformações ilustradas na Eq. 5.1, antes de produzir um sinal de saída O_{kx} (Ver Eq. 5.2) que, por sua vez, irá activar neurónios na camada seguinte.

$$net_{kx} = \sum_{z=1}^m w_{kx,pz} O_{pz} \quad (5.1)$$

²Imagem do neurónio biológico retirado do sítio WEB <http://www.ccs.neu.edu/groups/honors-program/freshsem/19951996/cloder/neuron.gif>

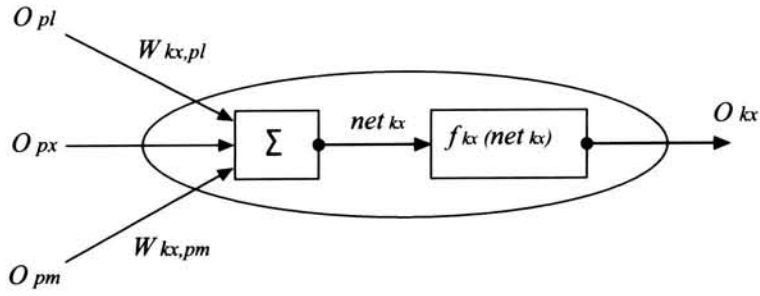


Figura 5.3: Representação de um neurónio artificial.

$$O_{kx} = f_{kx}(net_{kx}) \tag{5.2}$$

, onde a função f é chamada função de transferência ou “função de activação” do neurónio.

Uma rede neuronal em camadas é formada por elementos ou neurónios, que recebem sinais de neurónios da camada anterior e enviam sinais para a camada posterior. A camada de saída produzirá sinais que deverão aproximar-se dos sinais-alvo pretendidos associados sinais de entrada na rede.

Uma rede neuronal será admitida como organizada em camadas, de acordo com a Figura 5.4.

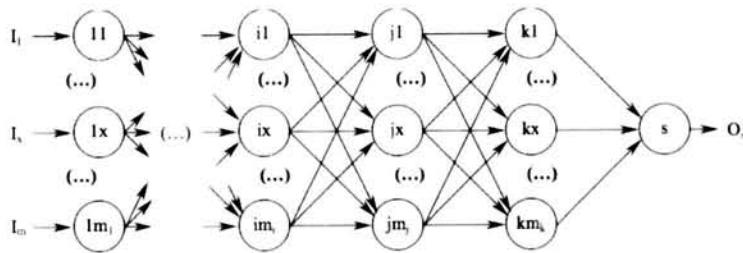


Figura 5.4: Conexão de uma rede neuronal em camadas.

O primeiro índice corresponde à camada e o segundo corresponde à ordem do neurónio dentro da respectiva camada. Cada camada j tem m_j neurónios, sendo o neurónio de ordem x um neurónio genérico na camada. O sinal de saída O_s , onde o índice s assinala a camada de saída da rede neuronal, representa a saída da rede neuronal.

Se considerarmos a camada de entrada de uma rede neuronal, então verifica-se que todas as entradas estão ligadas a todos os neurónios de entrada. Se considerarmos a camada escondida ou a camada de saída, verifica-se que as saídas de todos os neurónios da camada anterior estão ligadas a todos os neurónios da camada em questão. Embora essa seja a

configuração mais habitual, é possível desenhar outros esquemas em que cada neurónio pode estar ligado a qualquer outro de uma camada posterior.

Deve-se ainda referir que na camada de entrada e de saída existirão, sempre, tantos neurónios como o respectivo número de entradas e saídas da rede neuronal.

5.3.2 Funções de Transferência

As funções de transferência (ou de activação) f (Ver Eq. 5.2) são indispensáveis nas camadas intermédias, ou “neurónios intermédios”, sendo através deste tipo de funções que é possível a introdução de não-linearidades na rede.

As funções de transferência da camada intermédia, podem ser de diferentes tipos. As funções mais correntemente adoptadas são a linear ou em rampa, em degrau e a sigmóide e suas variantes. A sua escolha está relacionada com o tipo de problema em análise. Normalmente as funções sigmoidais são preferíveis visto que uma pequena alteração nos pesos produz uma mudança contínua na saída, o que torna possível uma avaliação sobre a sua evolução. Já nas funções *threshold* (em patamar ou escalão), uma pequena mudança nos pesos raramente produz uma alteração no valor de saída.

A função de transferência para a camada de saída é normalmente escolhida em função dos dados.

5.3.2.1 Exemplos de Funções de Transferência

Existem várias funções de transferência das quais se destacam as mais utilizadas:

- Função de transferência *Hard-Limit* (Ver Figura 5.5) - limita a saída do neurónio ao intervalo $[0; 1]$. O seu algoritmo é representado por:

$$hardlim(n) = \begin{cases} 1 & \text{se } n \geq 0 \\ 0 & \text{se } n < 0 \end{cases}$$

- Função de transferência Linear (Ver Figura 5.5) - a saída é uma função linear da entrada e é limitada no intervalo $[-1; 1]$. O seu algoritmo é representado por:

$$purelin(n) = n$$

- Função de transferência *Log-Sigmoid* (Ver Figura 5.6) - limita a saída ao intervalo de valores $[0; 1]$, é muito utilizada por ser uma função diferenciável. O seu algoritmo é

dado por:

$$\text{logsig}(n) = \frac{1}{1+e^{-n}}$$

- Função de transferência *Tan-Sigmoid* (Ver Figura 5.6) - limita a saída do neurónio ao intervalo $[-1; 1]$, é das funções mais interessantes devido à sua rápida velocidade de processamento. O seu algoritmo é dado por:

$$\text{tansig}(n) = \frac{2}{1+e^{(-2n)}} - 1$$

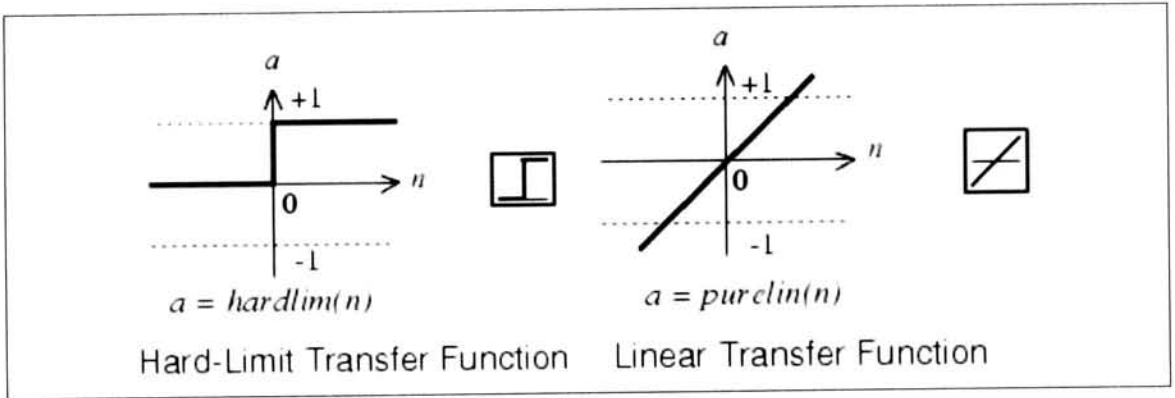


Figura 5.5: Funções de transferência em degrau e em rampa ou linear.

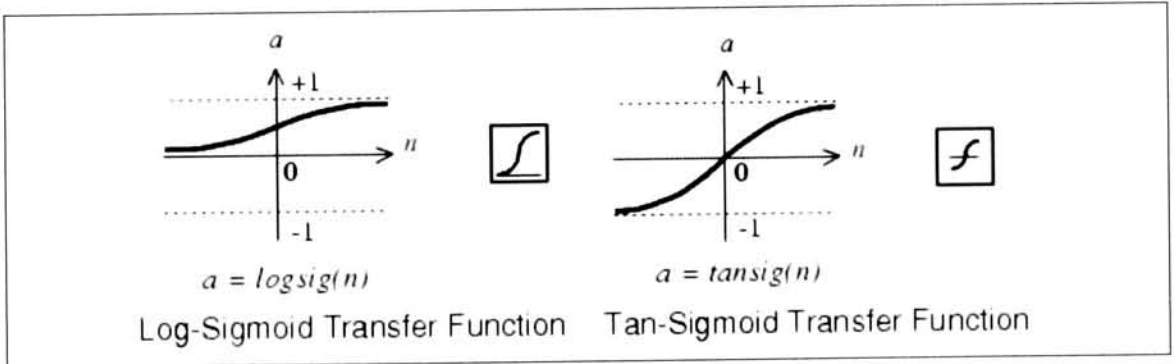


Figura 5.6: Funções de transferência do tipo sigmóide.

5.3.3 Limiar

Um dos sinais de entrada num neurónio pode corresponder a um limiar de activação da resposta do neurónio. Este limiar, também conhecido por “polarização” pode ser visto como um deslocamento introduzido na função de transferência f para a esquerda com um valor b (Ver Figura 5.7).

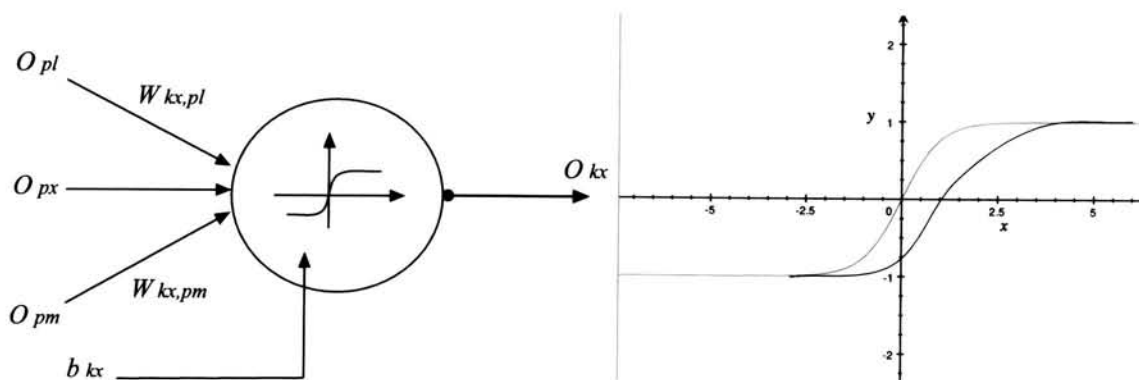


Figura 5.7: Representação de um neurónio com um limiar b_{kx} e a deslocação provocada por este numa função de transferência *Tan-Sigmoid*.

Assim sendo teremos:

$$O_{kx} = f_{kx} (\sum_{z=1}^m w_{kx,pz} O_{pz} - b_{kx})$$

O limiar representa um deslocamento da função de activação, exigindo que a acumulação de sinais de entrada ultrapasse um certo limiar para originar uma resposta significativa do neurónio (Miranda, V., 2007).

5.4 Processo de Aprendizagem das ANNs

A capacidade de aprendizagem é considerada o princípio fundamental da inteligência. Um neurónio é um elemento adaptativo em que os pesos são modificáveis dependendo de um algoritmo de treino. Um processo de aprendizagem numa ANN pode ser visto como um problema de adaptar a arquitectura e os pesos das ligações neuronais para que a rede possa resolver um problema específico de uma forma eficaz. Assim, as ANNs devem modificar os pesos das ligações durante o treino de modo a adaptar-se aos padrões amostrados.

As ANNs podem ainda ser classificadas quanto ao processo de aprendizagem em redes

com e sem supervisão.

Nos processos com supervisão, para cada um dos vectores de entrada são conhecidas as respectivas saídas, sendo a medida do erro atribuída à diferença entre o valor de saída da ANN e o valor desejado. A actualização dos pesos das ligações é assim efectuada através do algoritmo de aprendizagem (conhecido também por algoritmo de treino). Com a apresentação dos novos vectores de entrada, é calculado um novo valor do erro. Este processo termina quando o valor do erro se tornar aceitável, dependendo do critério apresentado (Santos, P., 2007).

Na aprendizagem sem supervisão os pesos das ligações são modificados apenas em resposta às entradas, não sendo conhecidas as saídas.

Existem então vários tipos de treino:

- Aprendizagem supervisionada – aprende com exemplos de sinais de entrada e saída;
- Aprendizagem não supervisionada – baseada apenas no sinal de entrada e em esquemas que especifiquem a saída correspondente;
- Aprendizagem forçada - no treino forçado não são fornecidas as saídas correctas para as entradas, mas são atribuídos prémios ou penalizações consoante a performance do resultado obtido na saída.

5.4.1 O Algoritmo “*Back-Propagation*”

Existem vários algoritmos de treino de redes neuronais, no entanto o algoritmo de aprendizagem supervisionada mais utilizado é o algoritmo *Back-Propagation* (retro-propagação do erro), pelo que será este o utilizado neste trabalho (numa determinada variante) e que a seguir se passa a explicar sucintamente.

Neste algoritmo os pesos da rede neuronal são actualizados iterativamente usando todo o conjunto de treino. O algoritmo de retro-propagação (“*Back-Propagation*”), que visa determinar os pesos das ligações entre os neurónios da rede, inicializa-se com um exemplo de treino utilizando os pesos iniciais. Assim, calcula a saída ou o exemplo de saída, e em seguida determina o respectivo erro, ε - diferença entre o resultado obtido e o desejado (“*target*”). A Eq. 5.3 representa a definição do erro em cada padrão.

$$\varepsilon = Target - Saída \quad (5.3)$$

A actualização dos pesos em cada iteração é obtida utilizando um algoritmo recursivo que, começando nas unidades de saída, vai propagando o erro para trás até às unidades de entrada. Esta actualização é realizada segundo a Eq. 5.4.

$$\Delta w_{kj} = -\eta \frac{\delta E}{\delta w_{kj}} \quad (5.4)$$

, onde η representa a taxa de aprendizagem ou “*learning rate*” e o erro E representa o erro quadrático total dado por $E = \sum \varepsilon^2$.

Deste modo pode-se resumir este algoritmo de treino nos seguintes passos:

1. Inicializar os pesos (geração de números aleatórios para a escolha inicial);
2. Apresentar entradas e saídas desejadas;
3. Calcular as saídas reais apresentadas pela ANN e avaliar o erro. Se o erro não for suficientemente pequeno, passar ao passo seguinte. Caso contrário terminar o processo;
4. Actualizar os pesos (usar o algoritmo recursivo começando nas unidades de saída e propagando o erro para trás até às unidades de entrada);
5. Voltar ao passo 2.

Este algoritmo é responsável pela larga aplicação das ANN. Cerca de 80% das redes utilizam-no (Santos, P., 2007).

5.5 Arquitectura da Rede Neuronal

As redes neuronais podem ser classificadas como unidireccionais (“*feed-forward*”) ou recorrentes (“*feed-back*”).

O tipo mais utilizado, o “*feed-forward*”, funciona de uma forma progressiva sem informação adicional acerca dos processos a jusante, ou seja, sem realimentação. É comum representar estas redes em camadas e, neste caso, são chamadas redes de camadas (MLP-“*Multiple-Layer Perceptron*”), com grande aplicação na previsão. A arquitectura de base usada no presente trabalho é baseada neste tipo de redes.

No que diz respeito às redes com realimentação, também conhecidas por recorrentes ou “*feed-back*”, têm conexões entre neurónios no sentido contrário. Não serão utilizadas neste trabalho.

A optimização da arquitectura das ANNs (número de camadas, número de neurónios da camada escondida, entre outros) permanece um problema em aberto. Na literatura pode-se encontrar várias abordagens relacionadas com a arquitectura ideal, algumas baseadas em algoritmos genéticos entre outros princípios. No entanto, não existe nenhuma metodologia reconhecida que seja capaz de indicar uma arquitectura óptima para um dado problema. Mesmo assim, é possível obter resultados muito bons de performance com arquitecturas personalizadas, se alguns cuidados forem tomados em consideração durante a fase de treino das redes (Fidalgo e Matos, 2007).

Neste trabalho, a escolha da arquitectura mais adequada baseou-se num processo de tentativa-erro que tomou em consideração os seguintes aspectos:

1. Arquitecturas complexas não são normalmente necessárias em aplicações de previsão visto que as séries temporais que lhe estão associadas não se descrevem por relações funcionais complexas. Verifica-se habitualmente nas séries de preços da energia eléctrica uma tendência que se relaciona em grande medida com os hábitos de consumo. De referir também que arquitecturas de ANNs complexas absorvem facilmente dados com ruído, o que não seria desejável;
2. A comparação entre os erros dos conjuntos de treino e de teste revela-se um bom estimador da competência de uma ANN. Caso sejam observados erros elevados em ambos os conjuntos, deduz-se que existe uma capacidade insuficiente da ANN tratar os dados. Neste caso, será necessário aumentar o número de unidades da camada escondida;
3. Por outro lado, quando o erro registado no conjunto de teste é consideravelmente maior que o do conjunto de treino, isto significa que, para além da regra geral, a ANN captou os dados atípicos e não foi capaz de os generalizar quando exposta ao conjunto de teste. Neste caso, o número de unidades da camada escondida deverá ser reduzido.

A aplicação destes princípios levou à construção da arquitectura ilustrada na Figura 5.8. A arquitectura final foi seleccionada após diversos testes quer relativamente aos dados de entrada como relativamente ao número de unidades da camada escondida. A ANN em causa possui:

1. Informação sobre o **dia da semana**;

2. Informação sobre o **mês do ano**;
3. Série histórica horária dos **preços da energia eléctrica** - uma semana anterior ao dia de previsão;
4. Série histórica EOD (“*End-of-day*”³) do preço do barril de crude **BRENT** - o diagrama horário de preços no mesmo dia da semana da semana anterior.

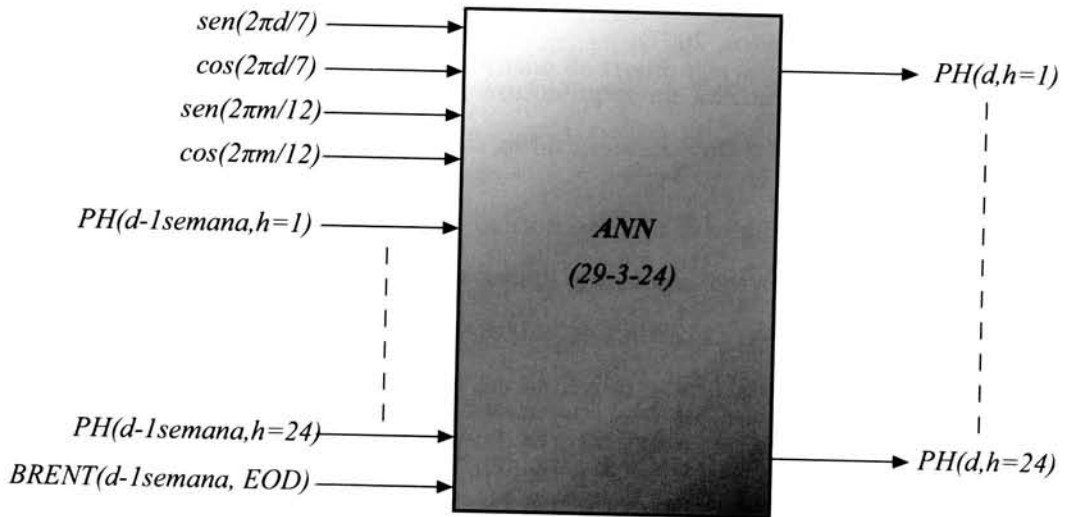


Figura 5.8: Arquitectura da ANN que produziu os melhores resultados.

A utilização da variável cíclica d - período=7 para o dia da semana - e da variável cíclica m - período=12 para o mês do ano - é vantajosa no que diz respeito à fase de treino, de modo a passar esta informação à ANN. Isto é conseguido definindo duas entradas baseadas nas funções *seno* e *coseno*. Desta forma, o dia da semana e o mês do ano são interpretados por uma medida periódica, sendo cada dia tratado inequivocamente. O erro MAPE⁴ que representa o erro absoluto percentual médio (Ver Eq. 5.5) obtido foi 12.62% para dias úteis e 15.47% para fins de semana e feriados (antes de se aplicar o tratamento de feriados). Note-se que estes erros se referem à performance bruta, isto é, a performance antes do tratamento de feriados descrita adiante.

$$MAPE = \frac{\sum_{k=1}^N \left| \frac{a_k - y_k}{a_k} \right|}{N} \cdot 100\% \quad (5.5)$$

³Estes dados representam o preço de fecho da sessão diária, habitualmente conhecido por “*End-of-day data*”, de qualquer mercadoria ou produto financeiro negociado em ambiente bolsista.

⁴MAPE- Mean Absolute Percentage Error

onde,

- N = número de previsões realizadas;
- a_k =saída desejada para a previsão índice k ;
- y_k =saída prevista para a previsão índice k ;

O MAPE indica, como o próprio nome diz, o valor absoluto percentual médio do erro das previsões sobre todo o conjunto de teste.

No capítulo seguinte (Ver secção 6) será analisada em detalhe a escolha das entradas da ANN.

5.6 Software Utilizado

Numa fase inicial do trabalho, pesquisaram-se ferramentas que servissem de base para o desenvolvimento e aplicação das ANN. O resultado da pesquisa apontou para duas potenciais ferramentas:

- O software “R” é também conhecido por ser uma linguagem de computação estatística e gráfica. Entre outras funcionalidades destacam-se a grande variedade de análise estatística, modelização linear e não-linear, análise de séries temporais, *clustering* e *data-mining*. Existem alguns pacotes orientados para a previsão, sendo o AMORE apontado pela literatura como sendo o mais eficiente. Este software foi testado e não revelou grandes vantagens na utilização das redes neuronais pois os algoritmos de treino com que trabalhava eram em muito similares aos do “MATLAB”. Rapidamente foi abandonado pois envolvia uma manipulação mais complexa dos dados;
- O software “MATLAB” muito conhecido no meio académico, foi adoptado na sua última versão (R2008a) que contém uma nova versão da ferramenta “*Neural Network Toolbox V6.0*”. A importação dos dados provenientes do “MS EXCEL” é facilmente conseguida e todo o interface é amigável e de fácil utilização. Para definir a arquitectura da rede e efectuar o treino é usada a função *nftool* (“*Neural Network Fitting Tool*”). Esta função cria uma rede em modo “*feed-forward* (Ver secção 5.5)” e treina-a com a função *Trainlm* (baseada no algoritmo *Levenberg-Marquardt*). Após termos

a fase de treino concluída podemos consultar vários gráficos que nos indicam entre outras coisas, a regressão dos conjuntos, os índices de performance, os erros obtidos para o conjunto de treino, validação e teste. Por todos estes motivos, o “*MATLAB*” foi o software escolhido para o exercício de previsão.

5.6.1 Função de Treino

A “*Neural Network Toolbox*” possui várias funções de treino de ANNs, pelo que a escolha baseou-se na eficiência para o conjunto de treino em causa bem como no tempo de processamento.

Assim foi escolhida uma função de treino designada de *Trainlm* (baseado no algoritmo *Back-Propagation* - Ver secção 5.4.1). Esta função de treino actualiza os pesos das ligações entre os neurónios de acordo com o método de optimização de *Levenberg-Marquardt*. O *Trainlm* é frequentemente o algoritmo de retro-propagação mais eficiente que dispõe a “*NNToolbox*⁵”. É tipicamente recomendado em aprendizagem supervisionada.

O treino da rede ocorre de acordo com os parâmetros do algoritmo *Trainlm*. Nos treinos efectuados os parâmetros assumem os seguintes valores :

```
net.trainParam.epochs=100; Número máximo de épocas a treinar.
net.trainParam.goal=0; Performance desejada.
net.trainParam.max_fail=5; Valor máximo de falhas de validação.
net.trainParam.min_grad=1e-10; Gradiente mínimo.
net.trainParam.mu=0.001; mu inicial- mu é uma variável de adaptação.
net.trainParam.mu_dec=0.1; factor de decremento de mu.
net.trainParam.mu_inc=10; factor de incremento de mu.
net.trainParam.mu_max=1e10; mu máximo.
net.trainParam.time=inf; Tempo máximo a usar para treino, em segundos.
```

O treino pára quando ocorre alguma destas condições:

1. O tempo máximo é excedido;
2. A performance desejada é atingida;
3. O gradiente cai abaixo do mínimo especificado nos parâmetros;

⁵Abreviação de *Neural Network Toolbox*.

4. O valor de μ excede μ_{\max} ;
5. A performance do conjunto de validação incrementou acima de \max_{fail} vezes desde a última vez que decrementou.

5.6.2 Indicadores de Performance e Divisão de Dados

Os indicadores mais utilizados para avaliação da performance da ANN ao longo do treino são:

- MAE – Erro médio absoluto;
- MSE – Erro médio quadrático;

No presente trabalho, foi escolhido como indicador de performance o MSE, visto que este é recomendado para trabalhar com redes do tipo “*feed-forward*”.

No que diz respeito à divisão dos conjuntos de dados em treino, validação e teste utilizou-se a função *dividerand*, que efectua a divisão dos mesmos baseando-se em índices aleatórios. A percentagem adoptada para esta divisão foi:

- 80 % dos dados dedicados ao conjunto de treino;
- 10% para o conjunto de validação;
- 10% para o conjunto de teste.

Capítulo 6

Dados Utilizados para Treino e Teste da ANN

A previsão aqui abordada será realizada por meio de uma ANN treinada a partir de dados disponibilizados pelo operador do mercado espanhol - OMEL¹ - e ainda por outros dados que serão descritos a seguir. Estes dados constituem as entradas e os “*targets*” da rede neuronal, e serão separados em dois conjuntos: conjunto de treino e conjunto de teste.

Será uma boa oportunidade para frisar que os dados disponibilizados pelo OMEL são de elevada qualidade não se detectando a ocorrência de “*outliers*”. A recolha dos mesmos fez-se sem grandes dificuldades, o que não acontece noutros operadores de mercado europeus.

Os dados do conjunto de treino dizem respeito ao período compreendido entre 1 de Janeiro de 2006 e 31 de Dezembro de 2007, perfazendo assim um período de dois anos.

No que diz respeito ao conjunto de teste, os referentes aos dados utilizados serão os dois primeiros meses do ano de 2008, i.e. Janeiro e Fevereiro de 2008. Optou-se por usar para teste um período posterior ao de treino por ser esta a condição a verificar em operação real.

Como será referido adiante, o tratamento de feriados mereceu uma análise especial (Ver secção 7.2). Deste modo, o calendário de feriados nacionais de Espanha foi considerado.

O horizonte temporal para o exercício de previsão a realizar será de uma semana tal como foi dito anteriormente.

¹Dados retirados do sítio WEB da OMEL <http://www.omel.com>

6.1 Entradas

As entradas da ANN são dados dos quais dependerão, supostamente, o preço da energia eléctrica, que representa a série a prever.

Existem variáveis claramente influentes no preço da energia eléctrica. No entanto, existem outras em que a sua dependência apenas se consegue demonstrar experimentalmente.

Neste sentido, explicar-se-á de seguida o motivo pelo qual se aceitou ou rejeitou a utilização das mesmas na construção da ANN.

6.1.1 Dia da Semana e Mês do Ano

6.1.1.1 Dia da Semana

O dia da semana foi aceite rapidamente como entrada para a ANN. É sabido que o dia da semana influencia em grande escala o preço da energia eléctrica resultante de um mercado competitivo visto que existem consumos próprios em cada dia da semana que se auto-correlacionam e que se afastam de outros dias da semana. Um exemplo particular a destacar será a diferença observada entre dias da semana e fins-de-semana. Observa-se que nos fins-de-semana o consumo é constantemente mais baixo (excepto alguns feriados), o que se reflecte numa baixa dos preços.

Serão de sublinhar alguns aspectos do consumo nesta fase. Nos dias em que os consumos são mais elevados, a produção por seu lado será também mais elevada, pelo que estarão a ser utilizados geradores, que devido à sua natureza, possuem custos marginais mais elevados, contribuindo deste modo para o aumento do preço do mercado diário de electricidade.

6.1.1.2 Mês do Ano

No que concerne ao mês, a sua relação com o preço da energia eléctrica é explicada através de condições climatéricas.

Meses tipicamente mais secos conduzem ao aumento de produção por parte das centrais térmicas que, como foi dito anteriormente, devido à sua natureza possuem custos marginais mais elevados, contribuindo deste modo para o aumento do preço do mercado diário de electricidade. Da mesma maneira, nos meses de maior pluviosidade, haverá uma grande utilização das centrais hídricas, de modo que os preços do mercado diário tenderão a baixar.

Nos meses tipicamente mais frios, verifica-se um aumento dos consumos para fins de aquecimento, o que leva à necessidade de utilização de grupos térmicos que, como se explicou, são de custo mais elevado.

No sentido de esclarecer a contribuição destas variáveis (dia da semana e mês do ano) conduziram-se alguns testes da ANN com e sem a sua utilização, verificando claramente a sua contribuição positiva nos resultados.

Conclui-se desta forma que o dia da semana e o mês do ano serão variáveis a utilizar.

Como foi dito anteriormente (Ver secção 5.5), a utilização da variável cíclica d - período=7 para o dia da semana e da variável cíclica m - período=12 para o mês do ano - é vantajosa no que diz respeito à fase de treino, de modo a passar esta informação à ANN. Isto é conseguido definindo duas entradas baseadas nas funções *seno* e *coseno*. Desta forma, o dia da semana e o mês do ano são interpretados por uma medida periódica, sendo cada dia tratado inequivocamente.

6.1.2 Preço do Brent e do Gás Natural

Como se tinha dito anteriormente, uma parte da produção de energia eléctrica provém de grupos térmicos que utilizam o petróleo, seus derivados e o gás natural como fonte de produção. O gás natural é sobretudo utilizado em centrais de ciclo combinado.

Será então de considerar estas variáveis como influência para o preço da energia eléctrica. O preço destas “mercadorias” cujo valor é negociado em ambiente bolsista, resulta de vários factores, tais como as reservas mundiais de crude, as decisões dos cartéis, a especulação e até a valorização ou desvalorização do dolar americano.

Segundo Derek W. Bunn (2008), especialista em mercados de electricidade, previsão e estudos económicos relacionados com a energia, a cadeia fundamental dos combustíveis é explicada do seguinte modo:

- *Gas Prices follow Oil;*
- *Carbon follows Gas;*
- *Power Prices follow Carbon and Gas.*

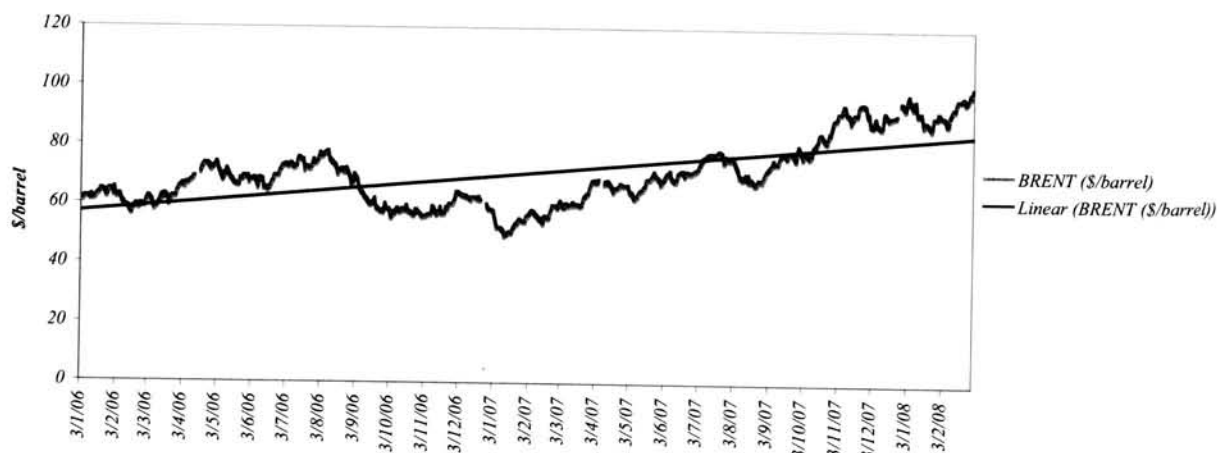
Esta relação pode ser demonstrada facilmente se ilustrarmos num mesmo gráfico séries temporais do índice BRENT, gás natural e carvão. Posto isto, considerou-se apenas o

preço do índice BRENT para o exercício da previsão do presente trabalho, visto que se trata da tendência-mãe para questões relacionadas com combustíveis. Daí advém também a necessidade de se evitarem séries que possam transportar ruído, o que afectaria a previsão.

É sabido que o preço do petróleo prossegue uma escalada vertiginosa nos últimos anos. Esta tendência arrasta-se sensivelmente desde 2003 e mantém-se em grande subida na actualidade, tendo aumentado cerca de 60% do seu valor entre Janeiro de 2006 e Janeiro de 2008.

Para se ter uma ideia desta grandeza, é ilustrada por meio da Figura 6.1 a evolução do índice BRENT para o horizonte temporal referente ao nosso estudo (i.e. 1 de Janeiro de 2006 até 29 de Fevereiro de 2008).

Esta tendência foi aprendida com sucesso pela ANN, o que se pôde provar pela contribuição positiva que a entrada do índice BRENT ofereceu nos testes efectuados.



Fonte: EIA (2008)

Figura 6.1: Evolução do preço do índice BRENT desde 1 Janeiro de 2006 até 29 de Fevereiro de 2008.

Com a finalidade de se justificar a influência do BRENT no preço da energia eléctrica foi calculado o coeficiente de correlação linear entre ambos. Este coeficiente não revelou a existência de correlação linear. No entanto, verificou-se experimentalmente que a introdução do índice BRENT como entrada da ANN se revelou favorável. Existe de facto uma relação não linear entre as duas variáveis que a ANN consegue aprender.

Assim, o preço do BRENT é considerado uma entrada para a ANN. De notar, que os

valores de BRENT² que são utilizados referem-se ao valor de fecho de cada dia³.

6.1.3 Preço da Energia Eléctrica em Dias Anteriores

Como se tinha referido anteriormente, devido aos hábitos de consumo, existem consumos próprios em cada dia da semana que se auto-correlacionam e que se afastam de outros dias da semana. Assim, o consumo num dia d será tipicamente semelhante ao consumo do mesmo dia da semana anterior, ou $d - 7$.

Para justificar este acontecimento periódico, foram calculados os coeficientes de auto-correlação linear entre o preço da energia eléctrica num qualquer dia⁴ d e o respectivo preço para n dias anteriores, isto é, $d - n$. Se o valor do coeficiente for elevado (i.e., próximo de 1) então estaremos na presença de uma forte auto-correlação e poderemos aceitar essa variável para entrada da ANN.

São ilustrados na Figura 6.2 os diagramas destes coeficientes de auto-correlação linear correspondentes às seguintes horas do dia: 07h, 12h e 21h. Estas horas foram escolhidas de uma forma espaçada de forma a abrangerem diferentes períodos do dia e, consequentemente, diferentes áreas do diagrama de carga. Ainda na Figura 6.2 foram traçadas três linhas de tendência, respectivamente, para as 07h, 12h e 21h. Tais linhas representam as médias móveis de cada série, evidenciando representativamente valores mais elevados por esta ordem: 21h, 07h e 12h. Isto significa que existem horas do dia para as quais os coeficientes de auto-correlação são em média mais elevados para todo o conjunto de n dias de atraso testados.

Estão também representados na Tabela 6.1 os valores numéricos obtidos para os coeficientes de auto-correlação.

Conforme se pode verificar na Figura 6.2, o coeficiente de auto-correlação para o dia $d - 1$ é o mais elevado, mas visto que a nossa previsão tem o horizonte temporal de uma semana, naturalmente não será possível utilizá-lo.

No entanto os coeficientes de auto-correlação linear também tomam valores elevados

²Dados retirados do sítio WEB da *Energy Information Administration*: http://tonto.eia.doe.gov/dnav/pet/pet_pri_spt_s1_d.htm

³Na literatura inglesa, "*End-of-day Data*".

⁴Note-se que a escolha desses dados estão limitados ao conjunto de treino, que foi definido no intervalo de 1 de Janeiro de 2006 até 31 de Dezembro de 2007.

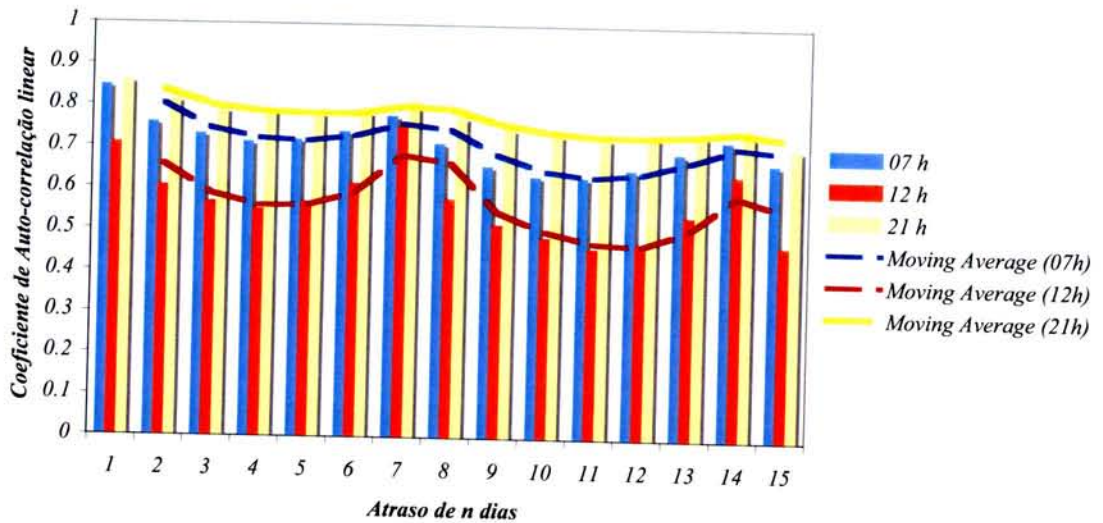


Figura 6.2: Auto-correlação linear entre o dia d e o dia $d - n$, para três horas diferentes do dia.

Tabela 6.1: Coeficientes de auto-correlação para os diferentes cenários calculados.

	07h	12h	21h		07h	12h	21h
$d - 1$	0.847	0.709	0.860	$d - 9$	0.659	0.517	0.750
$d - 2$	0.758	0.606	0.814	$d - 10$	0.636	0.488	0.736
$d - 3$	0.731	0.568	0.790	$d - 11$	0.634	0.462	0.730
$d - 4$	0.713	0.551	0.785	$d - 12$	0.653	0.476	0.736
$d - 5$	0.719	0.570	0.782	$d - 13$	0.694	0.542	0.739
$d - 6$	0.740	0.614	0.786	$d - 14$	0.726	0.643	0.757
$d - 7$	0.779	0.753	0.817	$d - 15$	0.672	0.473	0.710
$d - 8$	0.713	0.578	0.777				

para os atrasos de 7 e 14 dias, o que significa que o preço da energia eléctrica em cada hora está fortemente correlacionado com o preço praticado no dia anterior e no mesmo dia em semanas anteriores.

Esta conclusão pode ser confirmada para as restantes horas, embora se ilustrem aqui para três casos. Como os maiores coeficientes de auto correlação correspondem a um atraso de 7 e 14 dias (para além de 1 dia, mas como dissemos, esse não poderá ser utilizado neste trabalho), realizaram-se algumas experiências com estas entradas na ANN.

Destas experiências concluiu-se que a utilização dos preços praticados 7 dias antes do dia da previsão é benéfica para a previsão do preço da energia eléctrica. No entanto, o preço praticado 14 dias antes da previsão não apresenta qualquer melhoria no resultado da

previsão, pelo que foi rejeitado como entrada da ANN.

Deste modo serão consideradas mais 24 entradas para a ANN que correspondem ao preço horário do mercado diário praticado 7 dias antes do dia a que se destina a previsão.

6.2 “Targets”

Os *targets* da ANN constituem o alvo da previsão. Estes dados representam o preço da energia eléctrica para as 24 horas de cada dia. Fazem parte do processo de treino da ANN e representam 24 saídas (1 saída para cada hora).

6.3 Saídas

As saídas da ANN correspondem ao resultado da previsão. Desta forma, teremos 24 saídas (representando 24 horas) que correspondem ao preço horário da energia eléctrica associadas ao dia a que se destina a previsão.

6.4 Conjuntos de Treino e de Teste

Os conjuntos de treino e de teste são constituídos pelas entradas e pelos “targets” descritos acima.

Como já foi referido, os dados do conjunto de treino dizem respeito ao período compreendido entre 1 de Janeiro de 2006 e 31 de Dezembro de 2007, perfazendo assim um período de dois anos.

No que diz respeito ao conjunto de teste, os dados utilizados serão os referentes aos dois primeiros meses do ano de 2008, i.e. Janeiro e Fevereiro de 2008. Pretende-se assim realizar uma previsão para o futuro, treinando uma ANN com os dados dos dois últimos anos. Optou-se por esta abordagem, visto que se considerou ser de aplicação mais realista ao contrário do que acontece em exercícios de previsão em que o conjunto de treino e de teste são separados de uma forma intercalar.

Apesar da abordagem adoptada no que diz respeito à separação dos conjuntos de treino e de teste, será de lembrar que durante o processo de treino da ANN, a função *trainlm* utilizada pelo “MATLAB” cria dentro do próprio conjunto de treino três subconjuntos que

envolvem treino, teste e validação. Este processo é realizado com a finalidade de se implementarem critérios de paragem do algoritmo mas também se revela de grande importância pois são calculados indicadores de performance e de correlação para os vários conjuntos. Estes indicadores são considerados elementos essenciais para a escolha da melhor arquitectura da ANN.

6.5 Filtragem dos Dados

Os conjuntos de treino e de teste foram analisados detalhadamente e concluiu-se que não seria necessária nenhuma filtragem.

No que diz respeito ao preço da energia eléctrica, não foram encontrados quaisquer valores que traduzissem a falta de informação ou a existência de erros grosseiros. Com isto quer-se dizer que não houve variações da ordem de grandeza do conjunto dos dados. Valores negativos ou outro tipo de inconsistências que por vezes aparecem em dados desta natureza também não foram detectados. O preço da energia eléctrica é estabelecido igualmente aos feriados e fins-de-semana, ou seja existem dados referentes a todos os dias do ano, sem excepção.

No que concerne aos índices do BRENT estes também não apresentaram quaisquer anomalias, com a excepção de não existirem valores referentes aos fins-de-semana. Para contornar este problema, adoptou-se o valor de fecho de 6^a feira para sábados e domingos.

6.6 Estandarização dos Dados

O processo de aprendizagem das ANNs é mais rápido e mais eficiente se os dados do conjunto de treino estiverem normalizados para que todos os valores se situem na mesma ordem de grandeza. Reduz-se, deste modo, os efeitos de escala e de polarização.

Assim sendo, a estandarização consiste numa equalização das escalas das variáveis de entrada e de saída, o que resulta num melhor ajuste da gama das variáveis às funções de activação.

Entre os métodos disponíveis destacam-se:

- Método Min-Máx - Este é o método mais utilizado quando conhecido o mínimo e o máximo;

- Método *Z-Score* - Necessita da média e do desvio padrão. Se não forem conhecidos podem usar-se valores aproximados;
- Método *Decimal Scaling* - Este método realiza apenas um ajuste de escala decimal. Utiliza-se quando são apenas conhecidas a ordem de grandeza decimal das variáveis.

O método seleccionado para todos os conjuntos de dados foi o método Min-Máx, configurado para converter todos os valores na gama de intervalo $[-1, 1]$. Visto que a função de activação seleccionada para a ANN foi a *Tan-Sigmoid*, esta estandarização permitirá um óptimo ajuste da gama das entradas e saídas à mesma função de activação. O método Min-Máx é dado pela Eq. 6.1.

$$v' = \frac{v - \min_a}{\max_a - \min_a} \cdot (\max_A - \min_A) + \min_A \quad (6.1)$$

Supondo que \min_a e \max_a representam o mínimo e o máximo de a , a estandarização⁵ mapeia o valor de v de a , na escala $[\min_a, \max_a]$, em v' de A , na escala $[\min_A, \max_A]$.

As entradas correspondentes ao dia da semana e ao mês do ano já se encontram normalizadas, pelas respectivas codificações através das funções seno e co-seno.

Na Tabela 6.2 estão mencionados os valores máximos e mínimos para o BRENT e para o preço da energia eléctrica.

Tabela 6.2: Valores máximos e mínimos do BRENT e do preço da energia eléctrica.

BRENT <i>minimo</i>	BRENT <i>maximo</i>	Preço da Energ. Eléc. <i>minimo</i>	Preço da ENEG. Eléc. <i>maximo</i>
49.95	99.83	0.1	13
\$/Barrel	\$/Barrel	€/kWh	€/kWh

Da forma inversa, a destandarização é o processo inverso, transformando valores na escala $[-1, 1]$ das variáveis estandarizadas na escala real (Ver Eq. 6.2).

⁵Convém referir que para horizontes de previsão mais distantes poder-se-ia realizar a estandarização considerando um valor mínimo menor que \min_a e um valor máximo maior que \max_a , de modo a precaver o aparecimento de valores “fora da escala” num futuro próximo.

$$v = \frac{v' - \min_A}{\max_A - \min_A} \cdot (\max_a - \min_a) + \min_a \quad (6.2)$$

Capítulo 7

Previsão de Preços de Energia Eléctrica no Mercado Eléctrico Espanhol

Neste capítulo serão analisadas as diferentes configurações de ANNs que foram testadas e de forma justificada será apresentada a ANN seleccionada para o presente exercício de previsão. A previsão a realizar corresponde ao preço da energia eléctrica resultante do Mercado Diário Espanhol. A utilização de uma ANN de elevado desempenho constituirá uma ferramenta importante para os agentes de mercado interessados em participar no Mercado Diário, visto que o conhecimento em avanço (entenda-se estimativa) desse mesmo preço numa base horária, permitirá ajustar as ofertas de compra ou de venda, de forma a que estas sejam incluídas no mercado (evitando serem rejeitadas).

Por outro lado, uma boa previsão permitiria aos agentes de mercado rentabilizarem as suas ofertas. Se um determinado agente dispuser de uma boa ferramenta de previsão poderá manipular o valor da sua oferta de forma a tirar um maior proveito da sua transacção. Este princípio é válido tanto para os agentes de produção de energia eléctrica como para os agentes de compra da mesma.

No entanto, a realidade distancia-se um pouco da teoria. Segundo Bunn, D. (2000), a maioria dos mercados de electricidade não foram criados (apesar dos esforços continuados) com um nível suficientemente baixo de concentração de mercado que permita verificar resultados perfeitamente competitivos. O poder de mercado detido pelos agentes da produção de energia eléctrica tem sido implicitamente ponderado nos vários exercícios de reestruturação pelo mundo inteiro, por razões de segurança do sistema eléctrico e por preocupação com o

“*shareholder value*”.

A consequência disso é que a previsão de preços da energia eléctrica deverá ter em conta comportamentos estratégicos e também a capacidade dos agentes produtores manterem o preço de sistema acima do custo marginal de produção. Apenas deste modo existirá uma previsão verdadeiramente eficiente.

7.1 Desempenho das ANNs Treinadas

Ao longo de todo o processo de experimentação, foram treinadas várias configurações de ANNs, em busca daquela que ofereceria um melhor desempenho. O indicador de performance utilizado foi o MSE - erro médio quadrático.

Do estudo realizado, apresentam-se aqui algumas comparações de desempenho. Por simplicidade de escrita e de forma a atribuir designações às diferentes redes, atribuiu-se a seguinte nomenclatura:

● net_20NEURON	-	20	Neurónios	na	camada	escondida;	28	Entradas:
Dia_da_semana+Mês_do_ano+PrecoEnerElec no dia $d - 7$.								
● net_20NEURON_BRENT_D	-	20	Neurónios	na	camada	escondida;	29	Entradas:
Dia_da_semana+Mês_do_ano+PrecoEnerElec no dia $d - 7$ +BRENT no dia d .								
● net_20NEURON_BRENT_D-1	-	20	Neurónios	na	camada	escondida;	29	Entradas:
Dia_da_semana+Mês_do_ano+PrecoEnerElec no dia $d - 7$ +BRENT no dia $d - 1$.								
● net_20NEURON_BRENT_D-7	-	20	Neurónios	na	camada	escondida;	29	Entradas:
Dia_da_semana+Mês_do_ano+PrecoEnerElec no dia $d - 7$ +BRENT no dia $d - 7$.								
● net_8NEURON_BRENT_D-7	-	8	Neurónios	na	camada	escondida;	29	Entradas:
Dia_da_semana+Mês_do_ano+PrecoEnerElec no dia $d - 7$ +BRENT no dia $d - 7$.								
● net_6NEURON_BRENT_D-7	-	6	Neurónios	na	camada	escondida;	29	Entradas:
Dia_da_semana+Mês_do_ano+PrecoEnerElec no dia $d - 7$ +BRENT no dia $d - 7$.								
● net_5NEURON_BRENT_D-7	-	5	Neurónios	na	camada	escondida;	29	Entradas:
Dia_da_semana+Mês_do_ano+PrecoEnerElec no dia $d - 7$ +BRENT no dia $d - 7$.								
● net_2NEURON_BRENT_D-7	-	2	Neurónios	na	camada	escondida;	29	Entradas:
Dia_da_semana+Mês_do_ano+PrecoEnerElec no dia $d - 7$ +BRENT no dia $d - 7$.								
● net_3NEURON_BRENT_D-7	-	3	Neurónios	na	camada	escondida;	29	Entradas:
Dia_da_semana+Mês_do_ano+PrecoEnerElec no dia $d - 7$ +BRENT no dia $d - 7$.								

A rede que foi seleccionada foi a *net_3NEURON_BRENT_D-7*, correspondendo à configuração que realizará as previsões pretendidas, pois é aquela que apresenta o menor erro de previsão. A sua arquitectura está ilustrada na Figura 5.8 incluída na secção 5.5 deste trabalho.

A ordem pela qual estão acima expostas as redes não foi definida ao acaso pois a primeira rede que aparece na lista foi a que foi testada em primeiro lugar e assim sucessivamente.

No que diz respeito à utilização do BRENT como entrada da ANN, existe um facto muito importante que deve ser referido e explicado. Recordando que o horizonte temporal deste trabalho é de uma semana, não fará sentido utilizarem-se variáveis que tenham um registo temporal menor do que este intervalo. Posto isto, o valor de BRENT mais “recente” a utilizar na previsão será o valor registado 7 dias anteriores ao da previsão. Assim sendo, o valor utilizado na rede seleccionada será esse mesmo.

Porém, com o intuito de se testar a relação desta variável com o preço da energia eléctrica, e porque não foi possível tirar quaisquer conclusões no momento da análise da correlação (recorde-se que não existe qualquer relação linear entre as duas) consideraram-se duas hipóteses alternativas e utópicas (no sentido temporal deste trabalho) da utilização do BRENT:

- *net_20NEURON_BRENT_D*;
- *net_20NEURON_BRENT_D-1*.

O erro médio quadrático para o conjunto de treino e o conjunto de teste está exposto na Tabela 7.1.

Tabela 7.1: Comparação do MSE entre diferentes configurações de ANNs, utilizando séries diferentes de BRENT.

Conjunto de Treino	MSE	Conjunto de Teste	MSE
<i>net_20NEURON_BRENT_D</i>	0.0124	<i>net_20NEURON_BRENT_D</i>	0.0244
<i>net_20NEURON_BRENT_D-1</i>	0.0123	<i>net_20NEURON_BRENT_D-1</i>	0.0242
<i>net_20NEURON_BRENT_D-7</i>	0.0197	<i>net_20NEURON_BRENT_D-7</i>	0.0312

Verifica-se que o MSE é mínimo para a configuração *net_20NEURON_BRENT_D-1*.

Pode-se concluir que a utilização do valor do BRENT de $d - 1$ será mais benéfico para a previsão do que o valor de d . Talvez isto aconteça devido ao facto de no OMEL se

negociarem as sessões durante o período da manhã (o preço do mercado diário é publicado às 11 horas), ou seja, o preço de fecho do BRENT do dia anterior afectaria mais o preço de energia eléctrica, pois a evolução do valor do BRENT durante o próprio dia até ao seu fecho é desconhecida.

O número inicial de neurónios da camada escondida foi inicializado de acordo com o valor predefinido pelo software utilizado (20 neurónios). Reduziu-se esse número para 8 neurónios, e rapidamente se observou que a rede apresentava uma performance substancialmente melhor. À medida que se foi reduzindo para 6 neurónios, 5 neurónios e 3 neurónios, observou-se uma redução do MSE. No entanto, reduzindo o número de neurónios da camada escondida para 2 neurónios o MSE sofreu um aumento. Os valores do MSE para estas diferentes configurações podem ser observados na Tabela 7.2.

Tabela 7.2: Comparação do MSE entre diferentes configurações de ANNs.

Conjunto de Treino	MSE	Conjunto de Validação	MSE
net_8NEURON_BRENT_D-7	0.0211	net_8NEURON_BRENT_D-7	0.0212
net_6NEURON_BRENT_D-7	0.0147	net_6NEURON_BRENT_D-7	0.0199
net_5NEURON_BRENT_D-7	0.0167	net_5NEURON_BRENT_D-7	0.0202
net_3NEURON_BRENT_D-7	0.0202	net_3NEURON_BRENT_D-7	0.0192
net_2NEURON_BRENT_D-7	0.0242	net_2NEURON_BRENT_D-7	0.0212

Conjunto de Teste	MSE
net_8NEURON_BRENT_D-7	0.0311
net_6NEURON_BRENT_D-7	0.0269
net_5NEURON_BRENT_D-7	0.0257
net_3NEURON_BRENT_D-7	0.0194
net_2NEURON_BRENT_D-7	0.0244

Verificou-se que no início do treino, para todas as configurações testadas, ambos os erros (conjunto de treino, validação e teste) diminuem, em geral. Isto significa que a rede aprende correctamente a estrutura dos dados e se adapta como deveria. Mas a continuação do treino pode conduzir a uma situação de sobre-adaptação (*overfitting*) em que a rede já não interpola adequadamente os padrões mas se ajusta excessivamente ao conjunto de treino, aprendendo os exemplos específicos deste (eventualmente com ruído) e, com isto, desajustando-se do conjunto mais geral. Para esses casos, diz-se, então, que a rede generaliza mal e está sobre-treinada. Convém, pois, manter sob controlo o par MSE_{treino} e $MSE_{validacao}$ e assegurar que estes têm, no final de treino, a mesma ordem de grandeza.

A literatura sugere que uma rede adequada exibirá erros de treino e validação semelhan-

tes e pequenos, no final do processo de treino. Assim sendo, a rede mais adequada, como podemos ver na Tabela 7.2, será a *net_3NEURON_BRENT_D-7* pois é aquela que apresenta o melhor par MSE_{treino} e $MSE_{validacao}$, e isso comprova-se igualmente no MSE_{teste} que representa o menor entre as redes testadas. O conjunto de teste permite a execução de um teste absolutamente independente, do qual se espera que resulte uma precisão idêntica à obtida com o conjunto de validação, o que acontece de facto neste caso.

A rede seleccionada será desta forma a *net_3NEURON_BRENT_D-7*, pois é aquela que apresenta os melhores índices de performance.

A evolução dos erros no conjunto de treino, validação e teste pode apresentar-se num gráfico conjunto de variação com o tempo (épocas). Na Figura 7.1 está representada essa variação para o caso de uma rede sobre-adaptada (*net_8NEURON_BRENT_D-7*) e na Figura 7.2 para a rede seleccionada (*net_3NEURON_BRENT_D-7*).

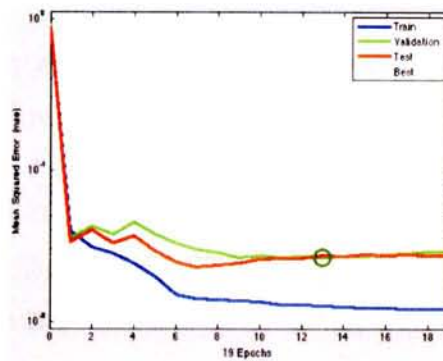


Figura 7.1: *net_8NEURON_BRENT_D-7*: A partir de dada época de treino, o erro no conjunto de treino decresce mas o erro no conjunto de validação e teste cresce, revelando que a rede se sobre-adapta ao conjunto de treino mas perde capacidade de generalização.

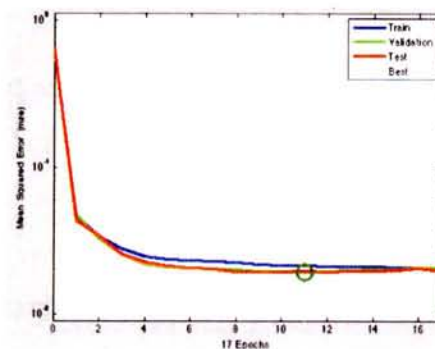


Figura 7.2: *net_3NEURON_BRENT_D-7*: Uma rede adequada, portanto, exibirá erros de treino e validação semelhantes e pequenos, no final do processo de treino.

7.2 Tratamento de Feriados

Um dos fenómenos que afecta a periodicidade semanal do preço da energia eléctrica é a ocorrência de feriados.

Os feriados são considerados eventos atípicos nas séries de preços de energia eléctrica. Apesar da sua taxa de ocorrência ser relativamente baixa, em relação a dias regulares, os efeitos negativos que provocam na performance são substanciais.

Podem ser considerados dois tipos de efeitos que advêm da ocorrência de feriados (Fidalgo e Matos, 2007):

1. Por um lado, as previsões para esses dias tendem a ser maiores do que deveriam ser, visto que o consumo de energia eléctrica é comparativamente mais baixo nos feriados (o que se reflecte por sua vez no preço da energia eléctrica);
2. Por outro lado, as previsões que dependem de séries que correspondam a feriados têm uma tendência para serem mais baixas do que deveriam.

Tentar-se há nesta fase implementar uma abordagem para o tratamento destes eventos.

Na literatura foram encontrados diferentes métodos para lidar com os feriados, sendo o mais frequente baseado na inclusão de uma variável de entrada extraordinária que defina se o dia a prever se refere ou não a um feriado. Neste método pode ser atribuído, sob título de exemplo, o valor de 1 a dias feriados e o valor de 0 a dias regulares como entrada da ANN.

Tal método foi adoptado numa fase inicial mas não se verificaram melhorias significativas quando aplicado ao conjunto de teste. Partindo desta insatisfação, optou-se por fazer um tratamento diferente que passaremos a explicar.

Numa primeira etapa, tendo por base o calendário de feriados¹ do ano de 2006 e 2007, foi feita uma comparação (no conjunto de treino) entre todos os dias feriados e os dias que lhes precedem e sucedem. Assim, considerando um dia feriado d_f , comparou-se o valor médio diário do preço da energia eléctrica entre o dia d_{f-1} , d_f e d_{f+1} .

Esta análise revelou que o valor médio diário do preço da energia eléctrica nos dias feriados é aproximadamente 9% inferior à sua vizinhança.

¹Note-se que apenas foram considerados os feriados nacionais de Espanha, sendo desprezados os feriados regionais, considerando que estes não reflectem o comportamento de um todo mas simplesmente de uma região ou cidade.

Atendendo que o nosso conjunto de teste se refere ao período compreendido entre 1 de Janeiro de 2008 e 29 de Fevereiro de 2008, os feriados existentes neste intervalo serão respectivamente, o dia 1 de Janeiro de 2008 e o dia 6 de Janeiro de 2008. De modo a estudar o comportamento específico desses dois casos, fez-se uma análise mais aprofundada dos mesmos. Tomou-se o princípio de comparação com os dias vizinhos utilizado anteriormente mas, desta vez estendeu-se essa análise para todos os períodos horários.

Concluiu-se que estes dois dias têm comportamentos muito próprios, respectivamente:

- O dia 1 de Janeiro apresenta um preço muito elevado nas horas iniciais, que simboliza o elevado consumo de energia eléctrica que decorre na madrugada da celebração da passagem do ano. O período horário da madrugada onde se notou uma grande variação está compreendido entre a 1h da madrugada e as 7h. Tal variação pode ser lida na Tabela 7.3.

Tabela 7.3: **Aumento relativo percentual para o dia 1 de Janeiro de 2008.**

Hora	1h	2h	3h	4h	5h	6h	7h
Aumento relativo percentual	60%	80%	80%	80%	60%	50%	20%

- O dia 6 de Janeiro representa também um dia de festividades porém muito diferente do dia da passagem de ano. Neste dia verifica-se um aumento significativo do preço para o período compreendido entre as 19h e as 24h. Tal variação pode ser lida na Tabela 7.4.

Tabela 7.4: **Aumento relativo percentual para o dia 6 de Janeiro de 2008.**

Hora	19h	20h	21h	22h	23h	24h
Aumento relativo percentual	30%	30%	30%	20%	20%	20%

De forma a ilustrar o efeito do tratamento de feriados, estão representadas na Figura 7.3 e na Figura 7.4 respectivamente, as previsões para os dias 1 e 6 de Janeiro de 2008.

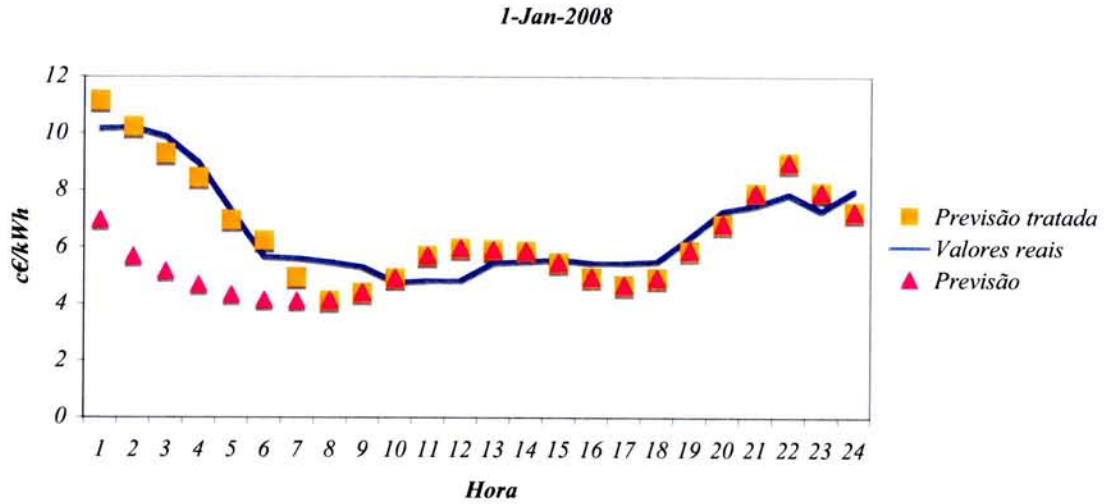


Figura 7.3: Efeito do tratamento de feriados para o dia 1 de Janeiro de 2008.

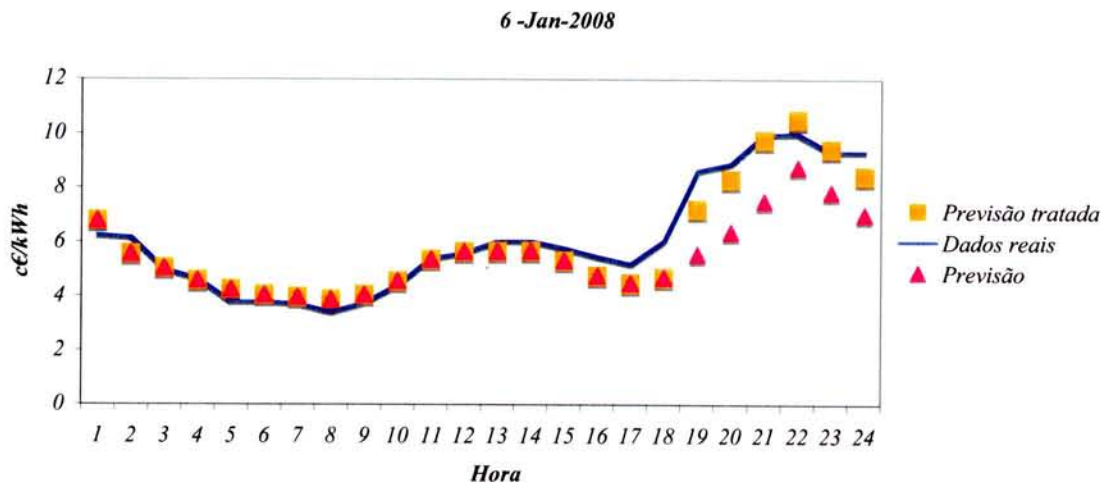


Figura 7.4: Efeito do tratamento de feriados para o dia 6 de Janeiro de 2008.

É possível ver, através das figuras anteriores, a contribuição positiva que o tratamento individual dos feriados provoca na previsão. É certamente um processo mais demorado que a inclusão de uma variável que identifique a existência de um feriado. Porém, no caso do presente trabalho revelou-se mais satisfatória.

7.3 Resultados Obtidos

Foi visto anteriormente que a melhor configuração de rede obtida foi a *net 3 NEURON_BRENT_D-7* (Ver Tabela 7.2). Será o momento para analisar a sua capacidade em acompanhar diferentes evoluções típicas dos preços da energia eléctrica ao longo do dia e para diferentes dias da semana. Como foi dito antes, o conjunto de teste situa-se entre o dia 1 de Janeiro de 2008 e o dia 29 de Fevereiro de 2008. Desta forma, os valores ilustrados serão retirados deste conjunto.

- ANÁLISE DE DIAS ÚTEIS

Observando a evolução do preço da energia eléctrica ao longo do dia, é possível notar um padrão que é explicado pelo diagrama de carga típico de dias úteis. A influência do comércio e da indústria é determinante nestes dias. No período da madrugada (vazio ou cava do diagrama de carga), o preço permanece baixo, atingindo o valor mínimo por volta das 5h da manhã. A partir desse ponto, o preço começa a subir até atingir uma ponta por volta das 11h da manhã. A ponta máxima é atingida entre as 20h e as 21h. Nesta fase, o consumo doméstico é seguramente influente pois esse período representa o seu máximo.

Como era desejável, a ANN consegue interpretar esse padrão com sucesso para dias úteis diferentes, nomeadamente 3^a, 4^a e 5^a feira tal como se ilustra nas Figuras 7.5, 7.6 e 7.7.

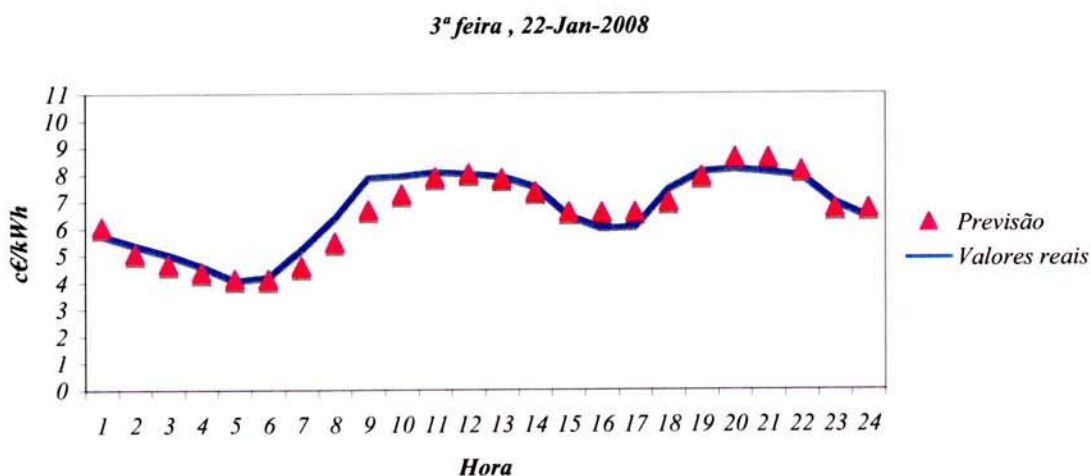


Figura 7.5: Evolução do preço da energia eléctrica no dia 22 de Janeiro de 2008, 3^a feira.

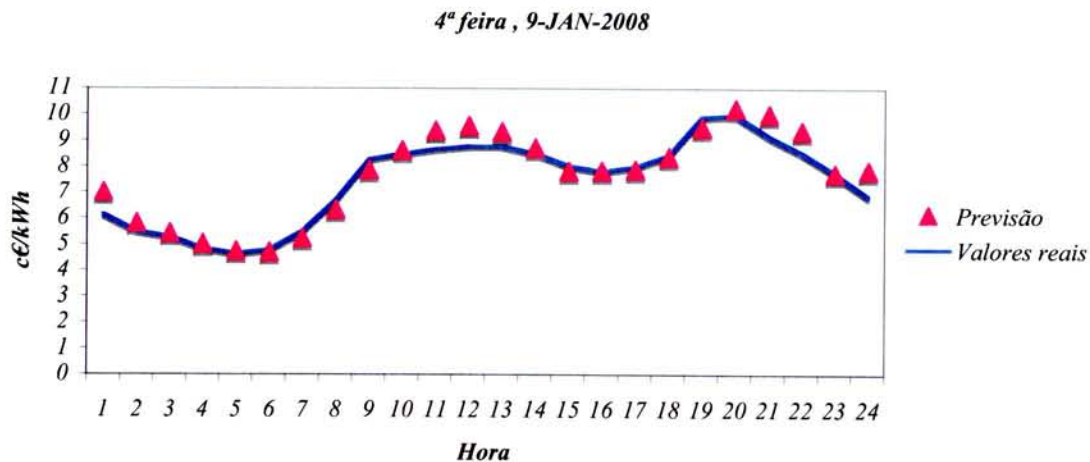


Figura 7.6: Evolução do preço da energia eléctrica no dia 9 de Janeiro de 2008, 4ª feira.

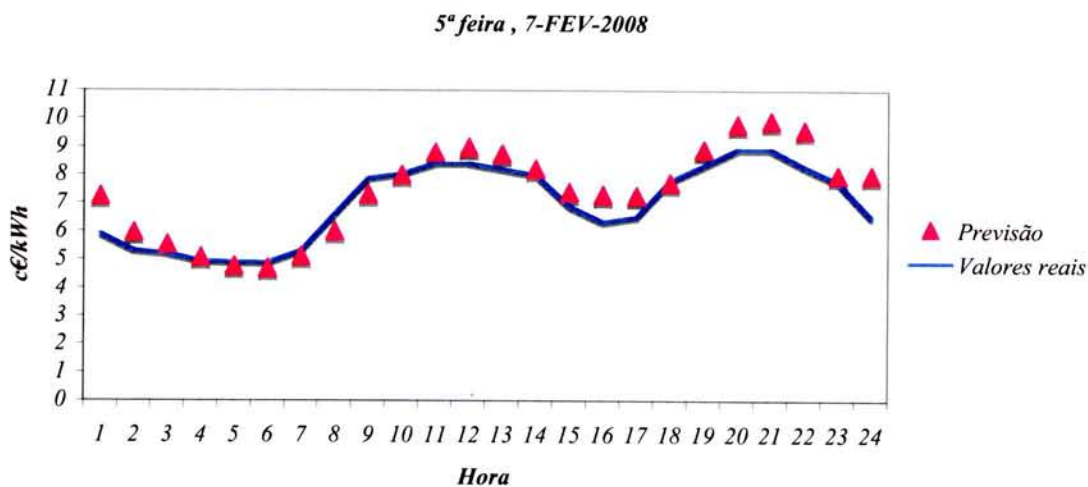


Figura 7.7: Evolução do preço da energia eléctrica no dia 7 de Fevereiro de 2008, 5ª feira.

- ANÁLISE DE FINS-DE-SEMANA

No que diz respeito aos fins-de-semana, nota-se uma variação completamente diferente do preço ao longo do dia, o que seria de esperar, visto que o consumo é totalmente diferente nestes dias. No início da madrugada, à 1h e 2h da manhã nota-se um ligeiro aumento do preço em relação aos dias úteis, facto que a ANN interpreta com sucesso. Após essa altura, dá-se uma ponta mais tardia por volta das 12h, que é substancialmente inferior ao que

acontece nos dias úteis. A ponta máxima dos dias de fim-de-semana é atingida por volta das 21h, o que se reflecte mais uma vez no preço da energia eléctrica. Mais uma vez, a satisfação é grande com o desempenho da ANN para os dias de fim-de-semana tal como se ilustra nas Figuras 7.8 e 7.9.

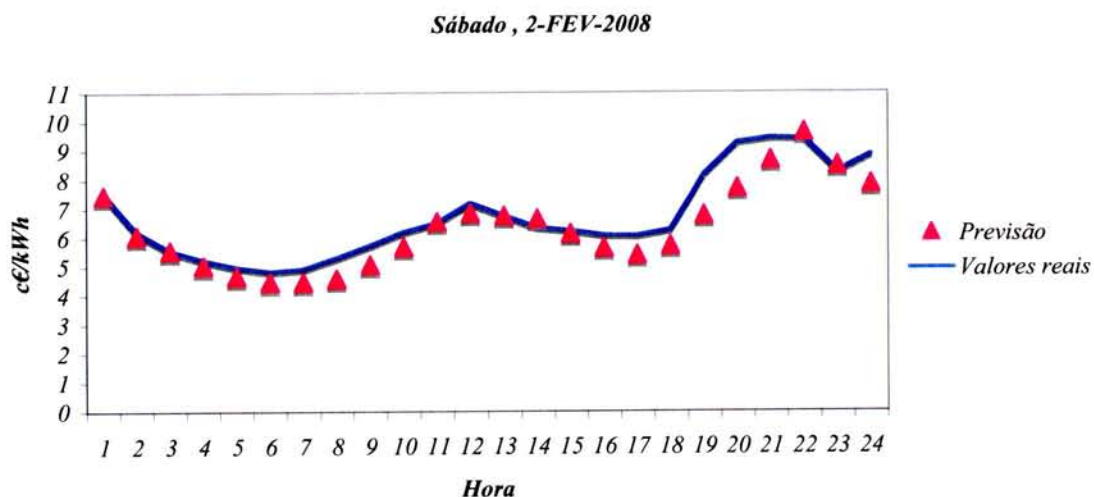


Figura 7.8: Evolução do preço da energia eléctrica no dia 2 de Fevereiro de 2008, sábado.

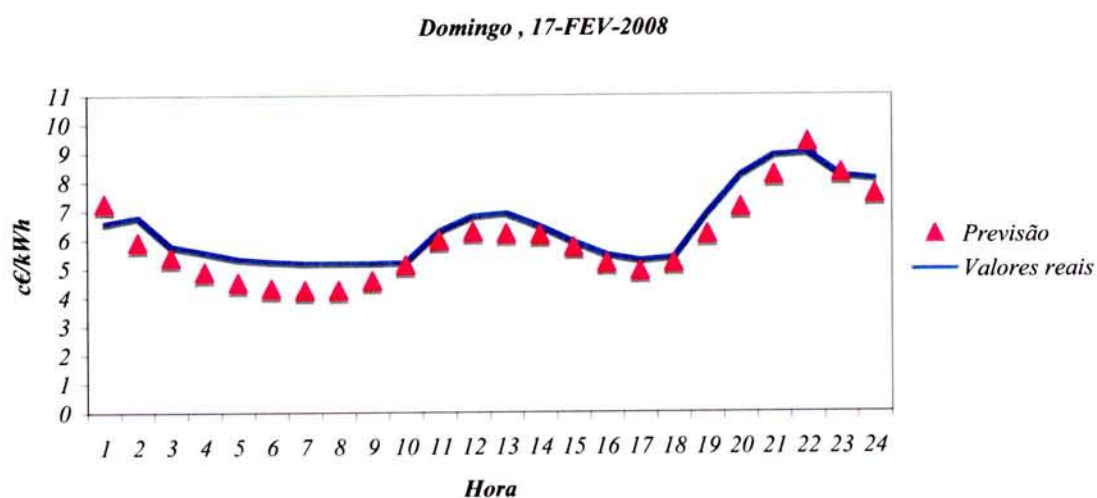


Figura 7.9: Evolução do preço da energia eléctrica no dia 17 de Fevereiro de 2008, domingo.

Convém recordar que os preços não evoluem sempre da mesma forma, porque estão dependentes de diversos factores que influenciam as propostas de compra e venda. Estes factores podem assumir infinitas combinações possíveis dando origem a diversos tipos de evolução dos preços ao longo do dia.

De seguida será mostrado na Tabela 7.5 a performance que se obteve com a ANN, expondo desta forma os valores horários do MAPE para o nosso conjunto de teste.

Tabela 7.5: Valores horários do MAPE obtido com a melhor ANN, após o tratamento dos feriados.

Hora	MAPE	Hora	MAPE	Hora	MAPE
1h	12.332 %	9h	15.052 %	17h	13.561 %
2h	9.669 %	10h	12.849 %	18h	12.896 %
3h	9.552 %	11h	11.085 %	19h	12.223 %
4h	12.252 %	12h	10.518 %	20h	9.523 %
5h	14.200 %	13h	10.758 %	21h	8.159 %
6h	14.302 %	14h	11.591 %	22h	9.804 %
7h	14.085 %	15h	12.722 %	23h	11.957 %
8h	17.394 %	16h	13.862 %	24h	13.570 %

O valor global do MAPE da ANN resultou em 12.25%. Este valor refere-se a todo o conjunto de teste. Será também de referir que o valor do MAPE para dias feriados antes do seu tratamento, correspondia a 15.47%. Foi possível reduzir (através da abordagem referida anteriormente) este último valor para 8.83%, o que corresponde a uma redução de aproximadamente 50%. Na Tabela 7.6 estão expostos os valores médios do MAPE obtidos para dias úteis e para fins-de-semana e feriados.

Tabela 7.6: Valores médios do MAPE por tipo de dia da ANN com tratamento de feriados.

Período	MAPE
Dias úteis	12.62 %
Fins-de-semana e feriados	10.73%

Para se ter uma ideia mais perceptível dos valores obtidos neste trabalho, foi consultado um estudo realizado por Pino, R. et al. (2007) que incide na previsão do preço da energia eléctrica no mercado espanhol para o dia seguinte através de redes neuronais. Os valores do MAPE obtidos nesse estudo estão expostos na Tabela 7.7.

Tabela 7.7: Valores do MAPE obtidos no estudo de Pino, R. et al. (2007).

Período	MAPE
Dias úteis	5.80 %
Fins-de-semana e feriados	9.04 %

Fonte: *ScienceDirect* (2008)

O autor desse estudo defende que a sua ANN obtém melhores performances para os dias úteis visto que os dados que usa para o treino da sua ANN contêm menos exemplos de fins-de-semana do que dias úteis, o que representa um conjunto de exemplos para os fins-de-semana mais heterogéneo. Daí advém que o treino para esses dias seja pior e que as suas previsões sejam conseqüentemente afectadas.

Fazendo então uma comparação do valor do MAPE para os dias úteis (visto que os feriados foram sujeitos ao tratamento referido anteriormente) entre o estudo anterior e o do presente trabalho verifica-se uma diferença significativa porém explicada pela diferença dos horizontes temporais de previsão de cada um. Prever para o dia seguinte não é seguramente o mesmo que prever para a semana seguinte visto que, existe informação muito mais recente disponível para a previsão do dia seguinte. É mais difícil prever com elevado desempenho um evento mais distante. O mercado de energia eléctrica não será com certeza uma excepção a esta regra geral.

Capítulo 8

Conclusões e Trabalho Futuro

Ao longo da presente dissertação foram sendo apresentadas conclusões parciais sobre cada assunto abordado. Assim, neste capítulo, optou-se por elaborar um resumo global tendo por objectivo dar ênfase aos aspectos mais significativos, apontando-se a satisfação geral dos objectivos, bem como as perspectivas de trabalho futuro.

As recentes transformações organizativas do Sector Eléctrico, com vista à implementação de estruturas desverticalizadas, implicam um conjunto complexo de relações comerciais entre os diversos agentes do mercado. Esta reestruturação tem sido adoptada um pouco por todo o mundo, não se podendo ainda observar uma consolidação que sirva de modelo inequívoco. Os esforços da Europa têm sido intensos nessa direcção, sendo disso o maior exemplo a implementação de um mercado interno de electricidade que decorre na actualidade.

As recentes transformações no Sector Eléctrico implicam, por definição um ambiente mais competitivo, fruto da livre concorrência. Este tipo de estrutura organizativa tende a originar fenómenos de concentração entre empresas. Assim, torna-se necessária a existência de organismos reguladores que actuem como fiscalizadores a fim de evitar este tipo de ocorrências que desvirtuam o funcionamento livre do mercado. Neste mercado a compra e venda da energia eléctrica é realizada através de um mecanismo do tipo *Spot* centralizado, onde os agentes de mercado apresentam as suas propostas de compra e venda.

Neste sentido, surge o interesse na realização de um estudo da previsão dos preços de energia eléctrica, a fim de oferecer aos agentes de mercado uma orientação para a realização das suas propostas de compra ou venda.

O presente trabalho apresenta uma abordagem, baseada em ANNs, de previsão do preço da energia eléctrica, no mercado diário Espanhol, com horizonte temporal de uma semana.

A recente escalada vertiginosa dos preços do crude reflecte-se vastamente no preço da energia eléctrica, daí a grande importância dessa variável na previsão. Este factor foi estratégico e decisivo na escolha do conjunto de treino da ANN, visto que esta mudança de paradigma implicou consequências mais intensas nos últimos anos. Como foi demonstrado anteriormente, o índice que serve de base para os preços dos combustíveis na região da Europa - o índice BRENT - teve uma subida de 60% entre 2006 e começo de 2008. Esta tendência de subida acentuou-se posteriormente com um novo aumento de 40% no primeiro semestre de 2008.

A tendência de subida do índice BRENT juntamente com o largo aumento da procura de energia eléctrica em Espanha posicionam uma pressão altamente inflacionária no preço da energia eléctrica no médio e no longo prazo.

8.1 Satisfação dos Objectivos

Após várias experiências, encontrou-se a arquitectura que melhor desempenho revelou no proposto exercício de previsão. Ao longo do processo de selecção foi possível concluir que a escolha do número de neurónios da camada escondida se revelou decisivo. Ao utilizar um número elevado de neurónios da camada escondida sentiu-se uma insatisfação geral nos resultados, o que resultou do facto da rede ter sido exposta ao fenómeno de “sobre-adaptação”. Esse número foi reduzido sucessivamente até ser encontrado aquele que melhor desempenho provocava na ANN.

As variáveis escolhidas passaram por testes que conduziram à que seria a melhor arquitectura. O tratamento de feriados adoptado, apesar de trabalhoso, mostrou-se eficaz para o conjunto testado.

O valor de MAPE global fixou-se como foi dito anteriormente em 12.62% para dias úteis e 10.73% para feriados e fins-de-semana (com o tratamento de feriados aplicado). Estes valores foram comparados com um estudo muito semelhante referente ao mesmo mercado, provando-se a obtenção de resultados satisfatórios, tendo em conta a diferença de horizonte temporal entre os dois estudos.

Os resultados obtidos demonstraram que este estudo pode ter interesse para os agentes do mercado em causa, uma vez que se obtiveram previsões bastante realistas.

8.2 Trabalho Futuro

Sugerem-se as seguintes direcções de trabalho futuro:

- A continuação e consolidação da recolha da informação do caso de estudo de forma a testar a perenidade do modelo desenvolvido, analisando a necessidade de uma nova fase de treino;
- A implementação de uma metodologia destinada unicamente a prever a ponta dos diagramas diários de preços, com base em outro tipo de abordagem metodológica;
- A criação de uma plataforma que recolha de forma automática e contínua os dados disponíveis no OMEL e outras variáveis utilizadas, desenvolvendo posteriormente todo o processo de standardização e simulação para o horizonte pretendido. Esta sugestão decorre do facto de se despendem muito tempo em processos de standardização e destandardização.

Num mercado competitivo de energia eléctrica seriam de esperar preços próximos de custos marginais de curto prazo, especialmente se existir elevada competição. Ora, se os custos dos combustíveis utilizados pelos grupos geradores forem conhecidos com precisão, e se for também conhecida a disponibilidade de cada grupo produzir energia, então, a metodologia adoptada poderá permitir um melhor desempenho da previsão.

Infelizmente, a maior parte dos mercados de energia eléctrica não foram desenhados com um nível suficientemente baixo de poder de mercado que permita resultados perfeitamente competitivos (Bunn, D. , 2000).

Neste sentido recomenda-se outra possível direcção de trabalho futuro:

- Em função do sucesso da recolha da nova informação (que considere comportamentos estratégicos e a capacidade dos geradores manterem os preços acima do custo marginal), a construção de outras abordagens metodológicas destinadas a estabelecer previsões em horizontes mais alargados.

Bibliografia

- [1] BATLLE, C., SOLE, C., AND RIVIER, M. A new security of supply mechanism for the iberian market. *The Electricity Journal* 21, 2 (2008), 63–73.
- [2] BUNN, D. W. Forecasting loads and prices in competitive power markets. *Proceedings of the IEEE* 88, 2 (February 2000), Pages 163–169.
- [3] CAPGEMINI CONSULTING. *European Energy Markets Observatory* (November 2007), vol. 9.
- [4] CEER AND ERGEG. *The European Energy Regulator annual Report* (2007).
- [5] CEER AND ERGEG. *The European Energy Regulator Work Programme* (2008).
- [6] CEER AND ERGEG. *Joint Conference by the European Commission and ERGEG. The Regional Initiatives. Europe's key to energy market integration.* (February 2008).
- [7] CHEN, Y., YANG, B., DONG, J., AND ABRAHAM, A. Time-series forecasting using flexible neural tree model. *Elsevier*, doi: 10.1016/j.ins.2004.10.005 (October 2004).
- [8] CNE E ERSE. *Modelo de Organização do Mercado Ibérico de Electricidade* (2002).
- [9] CNE, ERSE, CMVM E CNMV. *Relatório Mensal MIBEL* (Julho 2007).
- [10] COMISSÃO EUROPEIA. *Directiva 2003/54/CE* (2003).
- [11] COMISSÃO EUROPEIA. *Relatório sobre os progressos realizados na criação do mercado interno do gás e da electricidade* (Novembro 2005).
- [12] COMISSÃO EUROPEIA. *Directiva do Parlamento Europeu e do Conselho que altera a Directiva 2003/54/CE que estabelece regras comuns para o mercado interno da electricidade* (2007).

- [13] COMISSÃO EUROPEIA. *Press Release do terceiro pacote de propostas legislativas da Energia* (2007).
- [14] COMISSÃO EUROPEIA. *Terceiro Pacote Legislativo da Energia* (Julho 2007).
- [15] CONSELHO EUROPEU DE LISBOA. *Mercado Interno da Energia: Regras Comuns para o Mercado Interno de Electricidade* (2003).
- [16] CONSENTEC CONSULTING. *Towards a common co-ordinated regional congestion management method in Europe* (October 2007).
- [17] CORTEZ, P., ROCHA, M., AND NEVES, J. Evolving time series forecasting neural network models. *Invited Paper* (2001).
- [18] DA COSTA SANTOS, P. J. *Previsão de cargas em horizonte de curto-prazo aplicada a subestações de distribuição*. PhD thesis, Universidade de Coimbra, Faculdade de Ciências e Tecnologia, Departamento de Engenharia Electrotécnica e de Computadores, Dezembro 2005.
- [19] DA SILVA, P. P. *O Sector da Energia Eléctrica na União Europeia; Evolução e Perspectivas*. PhD thesis, FEUC, 2007.
- [20] DIÁRIO DA REPÚBLICA. *Decreto-Lei 29/2006 de 15 de Fevereiro* (2006), vol. 1.
- [21] DOMINGUEZ, E. F., AND BERNAT, J. X. Restructuring and generation of electrical energy in the iberian peninsula. *Energy Policy* 35, 10 (2007), 5117–5129.
- [22] EGL NETWORKIG ENERGIES. *The EGL Annual Report* (2007).
- [23] ERGEG. *The Regional Initiatives Annual Report* (February 2008).
- [24] ERSE. *Ter ou Não ter Mercado* (2001).
- [25] ERSE. *Despacho n. 06/2008* (Abril 2008).
- [26] EURELECTRIC. *Recommendations on unbundling* (June 2005).
- [27] EUROPEAN COMISSION. *Comparison of Market Opening developments in the Energy and Transport Sectors* (2003), no. 92-894-7889-6, Office for Official Publications of The European Comission.

- [28] EUROPEAN COMMISSION. *Quarterly Review of European Electricity and Gas Prices* (September 2006), vol. 8.
- [29] EUROPEAN INVESTMENT BANK. *An Efficient, sustainable and secure supply of energy for Europe* (2007), vol. 12.
- [30] EUROPEAN INVESTMENT BANK. *EU energy policy and the EIB* (2007).
- [31] EUROSTAT. *Competition Indicators in the Electricity Markets* (2001).
- [32] FABRA, N., AND TORO, J. Price wars and collusion in the spanish electricity market. *International Journal of Industrial Organization* 23, 3-4 (2005), 155–181.
- [33] FERRARI, A., AND GIULIETTI, M. Competition in electricity markets: International experience and the case of italy.
- [34] FERREIRA, P., ARAUJO, M., AND O’KELLY, M. E. J. An overview of the portuguese electricity market. *Energy Policy* 35, 3 (2007), 1967–1977.
- [35] FIDALGO, J., AND MATOS, M. A. Forecasting portugal global load with artificial neural networks. *Lecture Notes in Computer Science Volume 4669/2007*, ISBN 978-3-540-74695-9 (2007), Pages 728–737.
- [36] GAO, C., BOMPARD, E., NAPOLI, R., AND CHENG, H. Price forecast in the competitive electricity market by support vector machine. *Physica A: Statistical Mechanics and its Applications* 382, 1 (2007), 98–113.
- [37] GOERTEN, J., AND CLEMENT, E. Electricity prices for eu households and industrial consumers. *EUROSTAT* (January 2007).
- [38] GOERTEN, J., AND CLEMENT, E. European electricity market indicators of the liberalisation process. *EUROSTAT* (2007).
- [39] GOMES, M. H. *Novos mecanismos de mercado de energia eléctrica e de serviços auxiliares em sistemas eléctricos*. Ms.c. thesis, FEUP, Janeiro 2007.
- [40] GOUDRIAAN, J. W. Public service in the energy sector. In *IEA Regulatory Forum. Competition in Energy Markets: Implications for Public Services and Security of Supply goals in the Electricity and Gas Industries* (February 2002), IEA, Ed.

- [41] HAAS, R., GLACHANT, J.-M., AUER, H., KESERIC, N., AND PEREZ, Y. Competition in the continental european electricity market: Despair or work in progress?
- [42] HEITOR, H., AND CORREIA, N. Análise numérica dos resultados do mercado português nos meses de julho, agosto e setembro de 2007. Master's thesis, FEUP, Dec 2007.
- [43] HOUSE OF COMMONS, COMMITTEE OF PUBLIC ACCOUNTS. *The new electricity trading arrangements in England and Wales* (2003).
- [44] IEA. *Competition in Electricity Markets* (2001).
- [45] IEA. *World Energy Outlooks* (2001).
- [46] IEA. *World Energy Outlooks* (2006).
- [47] IZQUIERDO, L., CABAL, H., SAÉZ, R., AND CALDÉS, N. Comprehensive analysis of future european demand and generation of european electricity and its security of supply.
- [48] LIANG, F. Bayesian neural networks for nonlinear time series forecasting. *Statistics and Computing Volume 15*, 0960-3174 (May 2005), Pages 13–29.
- [49] MATOS, E., AND GILVAZ, V. Previsão de preços de energia eléctrica em mercados de electricidade, utilizando redes neuronais. Master's thesis, FEUP, July 2003.
- [50] MCKINSEY AND COMPANY. *Bringing best practice to Markets* (2007), vol. 4.
- [51] MIRANDA, V. Redes neuronais - treino por retropropagação. *FEUP* (2007).
- [52] MUNNS, D. Modeling new approaches for electric energy efficiency. *The Electricity Journal* 21, 2 (2008), 20–26.
- [53] OMEL. *Relatorio Anual del Operador del Mercado de Electricidad* (2002).
- [54] OMEL. *Modelo de Sistema Eléctrico con Gestión Técnico-Económica Separada: Operador del Mercado y Operador del Sistema* (2005).
- [55] PAIVA, J. S. *Redes de Energia Eléctrica*, vol. 6. IST, 2006.

- [56] PEDREGAL, D. J., AND TRAPERO, J. R. Electricity prices forecasting by automatic dynamic harmonic regression models. *Energy Conversion and Management* 48, 5 (2007), 1710–1719.
- [57] PINO, R., PARRENO, J., GOMEZ, A., AND PRIORE, P. Forecasting next-day price of electricity in the spanish energy market using artificial neural networks. *Engineering Applications of Artificial Intelligence* 21, 1 (2008), 53–62.
- [58] RAST, M. Forecasting financial time series with fuzzy neural networks. *IEEE International Conference on Intelligent Processing Systems*, ISBN 0-7803-4253-4 (October 1997), Pages 432–434.
- [59] REE. *El Sistema Eléctrico Español: Avance del Informe 2007* (2007).
- [60] REN. *Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede de Transporte 2009-20014* (Julho 2008).
- [61] SANTANA, J. A concorrência no sector eléctrico. *ERSE* (2006).
- [62] SIOSHANSI, F. P. Competitive electricity markets: Questions remain about design, implementation, performance. *The Electricity Journal* 21, 2 (2008), 74–87.
- [63] TENTI, P. Forecasting foreign exchange rates using recurrent neural networks. *Applied Artificial Intelligence*, 10:567-581 (1996), Pages 567–581.
- [64] TOMÉ SARAIVA, J., PEREIRA DA SILVA, J., AND PONCE DE LEÃO, M. T. *Mercados de Electricidade - Regulação e Tarificação de Uso das Redes*, 1 ed. No. Depósito legal n. 183933/02 in ISBN . 972-752-053-7. FEUP edições, 2002.
- [65] VASCONCELOS, J. Enquadramento, estrutura e estratégia do sector eléctrico na península ibérica. In *Sessão II: Enquadramento Legal e Estrutura da Energia na Península Ibérica* (1999), ERSE.
- [66] VASCONCELOS, J. Limites à concentração dos mercados. In *Seminário da Associação Portuguesa de Energia "Evolução do Mercado Interno de Energia* (Novembro 2005).
- [67] VASCONCELOS, J. Mibel, o paradigma perdido. *ERSE* (2006).

- [68] VOORSPOOLS, K. R., AND D'HAESELEER, W. D. Modelling of electricity generation of large interconnected power systems: How can a co2 tax influence the european generation mix. *Energy Conversion and Management* 47, 11-12 (2006), 1338–1358.
- [69] YAN, X.-B., WANG, Z., YU, S.-H., AND LI, Y.-J. Times series forecasting with rbf neural networks. *Proceedings of fourth Internatcional Conference on Machine Learning and Cybernetics*, 0-7803-9091-1/05 (August 2005), Pages 4680–4683.
- [70] ZHOU, E. *Evolutionary Intelligent Systems dor Pattern Classification and Price Based Electric Load Forecasting Applications*. PhD thesis, Faculty of the School of Engineering and Applied Science Southern Methodist University, May 2007.

Índice

- Aprendizagem da rede, 72
- Arquitectura da rede, 74
- Back-Propagation, 73
- Bolsa
 - Obrigatória, 28
 - Voluntária, 30
- Brent, 83
- Directivas
 - 2003/54/CE, 11
 - 92/96/CE, 8
 - Europeias, 8
- Elasticidade, 33
- Estandardização, 88
- Excedente Social, 36
- Função
 - de transferência, 70
 - de treino, 78
- Iniciativas Regionais, 42
- Limiar, 72
- Market Splitting, 31
- Mercado
 - de Electricidade, 23
 - Eficiente, 40
 - Interno de Electricidade, 38
 - Perfeito, 34
- Mercados Regionais de Electricidade, 42
- Metodologias de previsão, 59
- MIBEL, 44
- Neurónio artificial, 68
- Performance, 79
- Pool, 25
- Preço de Mercado, 32
- Price-Cap, 29
- Quadro Legal em Portugal, 17
- Ramsey Pricing, 36
- Reestruturação
 - do Sector Eléctrico, 5
 - na Europa, 7
- Reforma
 - de 1995, 17
- Regulação Secundária, 51
- Sector Eléctrico
 - Espanhol, 21
 - Português, 18
- Terceiro Pacote Legislativo, 14
- Unbundling, 41



Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto
Rua Dr. Roberto Frias, s/n 4200-465 Porto PORTUGAL
www.fe.up.pt



FACULDADE DE ENGENHARIA
UNIVERSIDADE DO PORTO

BIBLIOTECA



0000099070