

Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto



**Simulador do Operador de Mercado e de Sistema
Considerando Restrições Intertemporais entre
Períodos de Contratação**

Miguel Ângelo Guimarães Fernandes Gomes

Dissertação de Projecto realizada no âmbito do
Mestrado Integrado em Engenharia Electrotécnica e de Computadores
Major Energia

Orientador: Prof. Dr. João Paulo Tomé Saraiva

Julho de 2008

© Miguel Guimarães, 2008

Resumo

Neste trabalho desenvolveu-se uma aplicação que simula o funcionamento do Operador de Mercado e do Operador de Sistema. O Operador de Mercado é a entidade responsável pela recepção de propostas de compra e venda de energia eléctrica para cada hora do dia seguinte e por realizar despachos horários para cada um desses períodos. O Operador de Sistema é a entidade responsável pela execução de alterações no despacho obtido no *pool*, nos casos em que este não é tecnicamente viável e pela contratação dos serviços de sistema. O modelo implementado permite considerar acoplamentos temporais devido, por exemplo a rampas de aumento ou diminuição da potência, condição de remuneração mínima diária e a apresentação de propostas organizadas por blocos com declaração da condição de indivisibilidade do primeiro bloco. Estas condições deverão reflectir, de uma forma aproximada, o funcionamento do Operador do Mercado Ibérico de Electricidade. Para a simulação destas entidades e a resolução dos problemas de optimização associados às suas actividades foi utilizado um algoritmo de solução do problema que recorre a uma meta-heurística muito conhecida denominada de *Simulating Annealing*.

O trabalho inclui resultados da aplicação desenvolvida a um caso de estudo baseado na rede de 24 nós do IEEE, de forma a ilustrar a sua utilização e potencialidade, bem como o seu interesse para as actuais condições de planeamento da operação dos sistemas eléctricos.

Abstract

In this work it was developed an application that simulates the operation of the System Operator and the Market Operator. The Market Operator is responsible for receiving the bid and the offers for electricity to each hour of the day and for making schedules for each of these periods. The System Operator is responsible for the implementation of changes in the order obtained in the pool, when the dispatch previously obtained is not technically feasible and by engaging the auxiliary systems. The model implemented makes it possible couplings due time, such as ramps to increase or decrease the power produced by each generator, they minimum daily revenue and submit bids for blocks with organized statement of the condition of indivisibility of the first block. These conditions intend to reflect approximately the functioning of the operator of the Iberian Electricity Market. For the simulation of these entities and the resolution of problems associated with the optimization of its activities, it was used an algorithm for solving the problem that uses a meta-heuristics well known, the Simulating Annealing.

The work includes results of the application developed to a case study based on the network of 24 knots the IEEE in order to illustrate their use and potential, and its interest to the current conditions of planning the operation of electrical systems.

Agradecimentos

Gostaria de agradecer à FEUP e aos meus professores por me terem ensinado as bases de engenharia e me ensiarem a ver o mundo de uma nova forma.

Em, especial ao meu orientador, Professor Tomé Saraiva pela paciência e pelos esclarecimentos prestados.

Agradeço a tdos os meus colegas e amigos que de alguma forma, tornaram possível a realização deste trabalho.

Índice

Resumo	iii
Abstract.....	v
Agradecimentos	vii
Índice.....	ix
Lista de figuras	xi
Lista de tabelas	xiii
Abreviaturas e Símbolos	xiv
1 Introdução	1
1.1 Enquadramento e Motivação	1
1.2 Objectivos e estrutura da dissertação.....	2
2 O Sistema Eléctrico Português	4
2.1 Enquadramento Europeu.....	4
2.2 Evolução e organização do Sector	8
2.2.1 Período anterior a 1995	8
2.2.2 Situação Actual - Legislação 2006.....	15
2.3 O Sistema Eléctrico Espanhol	23
2.4 O Mercado Ibérico de Electricidade	26
2.4.1 Aspectos Gerais.....	26
2.4.2 O mercado grossista	29
2.4.3 Comercialização	34
2.4.4 Operação das Redes	35
2.4.5 Gestão técnica.....	37
2.4.6 Regulação.....	38
2.4.7 Segurança do abastecimento.....	41
2.5 Situação actual do MIBEL	43
3 Formulação Matemática do Operador de Mercado e de Sistema	46
3.1 Aspectos Gerais.....	46

3.2 Operador de Mercado	48
3.2.1 Modelo do <i>Pool</i> Simétrico.....	48
3.3 Consideração de restrições intertemporais e de sistema	49
3.3.1 Aspectos Gerais.....	49
3.3.2 Formulação Matemática do problema	50
3.3.3 Algoritmo do Simulated Annealing	52
4 Aplicação Desenvolvida	55
4.1 Funcionamento da Aplicação	55
4.2 Implementação do <i>Pool</i> Simétrico	59
4.3 Implementação das restrições intertemporais e de sistema	61
5 Caso de Estudo	63
5.1 Dados do Sistema	63
5.2 Resultados do <i>pool</i> simétrico	67
5.3 Verificação das restrições intertemporais e de sistema	70
5.4 Análise dos Resultados	74
6 Conclusão	75
Referências	76
Anexos	80
Anexo A.....	81

Lista de figuras

Figura 2-1: Estrutura da potência instalada nos países da União Europeia membros da UCTE em 2005. (REE 2008)	5
Figura 2-2: Estado da liberalização do mercado de electricidade em diferentes países da União Europeia. (fonte: Governo da República Portuguesa)	7
Figura 2-3: Organização do SEN (fonte: ERSE).....	10
Figura 2-4: Legislação que conduziu ao actual modelo de organização do SEN.(Fonte governo português)	18
Figura 2-5: Evolução temporal das medidas acordadas entre Portugal e Espanha para a concretização do MIBEL.	19
Figura 2-6: Cadeia de valor do Sistema Eléctrico Nacional. (fonte: REN)	20
Figura 2-7: Previsão do Governo português para a evolução da potência instalada por tipo de produtor. (fonte: Governo português).....	21
Figura 2-8: Preço finais do Mercado de Produção Espanhol entre 2002 e 2006 em €/MWh. (fonte REE).	24
Figura 2-9: Mercado de produção: preços finais e energia, para o ano de 2006. (fonte REE) .	25
Figura 2-10: Actividades no MIBEL (fonte: Operador del mercado ibérico de energia).	28
Figura 2-11: Exemplo de cruzamento das ofertas de compra e venda no mercado diário para a Hora 1, em 15 de Março de 2008, no pólo espanhol (Fonte: OMEL).	31
Figura 2-12: Exemplo de cruzamento das ofertas de compra e venda no mercado diário para a Hora 1, em 15 de Março de 2008, no pólo português (Fonte: OMEL).....	31
Figura 2-13: Composição das tarifas (fonte: EDP).	40
Figura 2-14: Evolução da procura mensal do MIBEL em 2007 (fonte: ERSE).....	43
Figura 2-15: Preço médio do mercado diário em Março de 2008, para o pólo português e espanhol. (fonte: ERSE)	44
Figura 2-16: Preço médio do mercado intra diário em Março de 2008, para o pólo português e espanhol. (fonte: ERSE).....	44

Figura 2-17: Estrutura da energia saída das redes de distribuição no Mercado Regulado e Mercado no livre. (fonte: EDP - Distribuição)	45
Figura 2-18: Número de clientes das redes da EDP - Distribuição. (fonte: EDP - Distribuição)	45
Figura 4-1: Ilustração da interface da aplicação mercados.	55
Figura 4-2: Gráfico obtido após a execução do <i>pool</i> , correspondente ao período 1.	56
Figura 4-3: Introdução das variáveis para a verificação técnica do pré-despacho obtido no <i>pool</i>	56
Figura 4-4: Evolução do simétrico da função de avaliação do SA durante as primeiras iterações.	57
Figura 4-5: Evolução do simétrico do melhor valor da função objectivo após encontrar uma solução que não viole nenhuma das restrições do problema (3.5) a (3.13).	57
Figura 4-6: Aspecto do <i>MATLAB</i> enquanto executa o algoritmo de <i>Simulated Annealing</i>	58
Figura 4-7: Alguns exemplos de mensagens de erro geradas pela aplicação.	58
Figura 4-8: Exemplo de um gráfico apresentado pela aplicação após a execução do <i>Pool Simétrico</i>	60
Figura 5-1: Esquema unifilar da rede de teste.	66
Figura 5-2: Gráfico obtido no <i>pool</i> simétrico referente ao período 1.	69
Figura 5-3: Gráfico obtido no <i>pool</i> simétrico referente ao período 2.	69
Figura 5-4: Gráfico obtido no <i>pool</i> simétrico referente ao período 3.	70
Figura 5-5: Evolução do simétrico do melhor valor da função objectivo após encontrar uma solução que não viole nenhuma das restrições do problema (3.5) a (3.13).	72

Lista de tabelas

Tabela 2-1: Organização temporal do mercado intra diário (fonte: OMEL)	34
Tabela 5-1: Ofertas de venda de energia.....	64
Tabela 5-2: Ofertas de compra de energia.....	65
Tabela 5-3: Dados referentes aos contratos bilaterais.....	65
Tabela 5-4: Dados da rede eléctrica.	67
Tabela 5-5: Ofertas de compra aceites no <i>pool</i>	68
Tabela 5-6: Ofertas de venda aceites para cada um período dos períodos, para cada um dos geradores.	68
Tabela 5-7: Preços de mercado e quantidade negociada para cada um dos períodos.....	69
Tabela 5-8: Trânsitos de potência nos ramos da rede antes da rotina acertos, em valores absolutos.....	71
Tabela 5-9: Pré-despacho final das ofertas de venda, após a realização do SA.	72
Tabela 5-10: Trânsitos de potência após a execução da rotina acertos, em valores absolutos.....	73

Abreviaturas e Símbolos

Lista de abreviaturas (ordenadas por ordem alfabética)

AT – Alta Tensão.

BT – Baixa Tensão.

BTE - Baixa Tensão Especial.

BTN - Baixa Tensão Normal (tensão entre fases cujo valor eficaz é igual ou inferior a 1 kV e potência contratada igual ou inferior a 41,4 kVA).

CAE – Contrato de Aquisição de Energia.

CMVM - Comissão do Mercado de Valores Mobiliário.

CNE - Comissão Nacional de Energia de Espanha.

CNMV - Comissão Nacional de Mercado de Valores.

DGEG – Direcção-Geral de Energia e Geologia.

ERSE – Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos.

MAT – Muito Alta Tensão.

MIBEL - Mercado Ibérico de Electricidade.

ML - Mercado Liberalizado.

MT – Média Tensão.

OMEL - Operador de Mercado Ibérico de Energia - Pólo Espanhol, SA.

OMI - Operador de Mercado Ibérico.

OMIClear - OMIClear - Sociedade de Compensação de Mercados de Energia, S.A.

OMIE - Operador do Mercado Ibérico pólo Espanhol.

OMIP - Operador do Mercado Ibérico pólo Português.

PRE - Produção em Regime Especial.

RNT – Rede Nacional de Transporte de Electricidade em Portugal continental.

SA - Simulated Annealing.

SEN - Sistema Eléctrico Nacional.

SENV – Sistema Eléctrico não Vinculado.

SEP – Sistema Eléctrico de Serviço Público.

Glossário

- a) Agente de mercado: entidade que transacciona energia eléctrica nos mercados organizados ou por contratação bilateral, correspondendo a uma das seguintes entidades cujas funções estão previstas no Regulamento de Relações Comerciais: produtor em regime ordinário, co-gerador, comercializador, comercializador de último recurso, agente comercial, cliente ou entidade abastecida por co-gerador, estes dois últimos se adquirem energia eléctrica nos mercados organizados ou por contratação bilateral.
- b) Alta tensão (AT): a tensão entre fases cujo valor eficaz é superior a 45 kV e igual ou inferior a 110 kV;
- c) Baixa tensão (BT): a tensão entre fases cujo valor eficaz é igual ou inferior a 1 kV;
- d) Cliente: pessoa singular ou colectiva que, através da celebração de um contrato de fornecimento, compra energia eléctrica para consumo próprio.
- e) Cliente doméstico: consumidor final que compra electricidade para uso doméstico próprio, excluindo actividades comerciais ou profissionais;
- f) Cliente elegível: consumidor livre de comprar electricidade ao fornecedor da sua escolha;
- g) Cliente final: consumidor que compra electricidade para consumo próprio;
- h) Cliente grossista: pessoa singular ou colectiva que compra electricidade para efeitos de revenda;

- i) Comercialização: actividade relativa à compra de electricidade e a sua venda a clientes, incluindo a revenda;
- j) Comercializador: entidade titular de licença de comercialização ou de registo, quando reconhecida a qualidade de comercializador ao abrigo de acordos internacionais em que o Estado português seja parte signatária, nos termos previstos no Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de Fevereiro e no Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de Agosto, cuja actividade consiste na compra a grosso e na venda a grosso e a retalho de energia eléctrica, em nome próprio ou em representação de terceiros.
- k) Comercializador de último recurso: entidade titular de licença de comercialização, que no exercício da sua actividade está sujeita à obrigação de prestação universal do serviço de fornecimento de energia eléctrica garantindo a todos os clientes requeiram a satisfação das suas necessidades, nos termos definidos no Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de Fevereiro e no Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de Agosto.
- l) Contrato bilateral físico: contrato livremente estabelecido entre duas partes, pelo qual uma parte se compromete a colocar na rede e a outra a receber a energia eléctrica contratada, aos preços e condições fixados no mesmo contrato.
- m) Contracto de Aquisição de Energia (CAE): Contracto de fornecimento de energia pelo qual uma das partes se obriga a fornecer energia eléctrica, por si produzida, a outra parte que se obriga a recebê-la, nas condições acordadas, mediante um preço.
- n) Consumidor: cliente final de electricidade;
- o) Contrato de uso das redes: contrato que tem por objecto as condições comerciais relacionadas com a retribuição a prestar pelos utilizadores das redes aos operadores das redes pelo uso das redes e das interligações, nos termos do Regulamento do Acesso às Redes e às Interligações.
- p) Distribuição: veiculação de electricidade em redes de distribuição de alta, média e baixa tensões para entrega ao cliente, excluindo a comercialização;
- q) Distribuidor: entidade titular de uma concessão de distribuição de electricidade;
- r) Empresa horizontalmente integrada: uma empresa que exerce pelo menos uma das actividades de produção para venda, transporte, distribuição ou fornecimento de

electricidade e ainda uma actividade não directamente ligada ao sector da electricidade;

- s) Empresa verticalmente integrada: empresa ou o grupo de empresas cujas relações mútuas estão definidas no n.º 3 do artigo 3.º do Regulamento (CEE) n.º 4064/89, do Conselho, de 21 de Dezembro, relativo ao controlo das operações de concentração de empresas, e que exerce, pelo menos, duas das seguintes actividades: produção, transporte, distribuição e comercialização de electricidade;
- t) Fontes de energia renováveis: fontes de energia não fósseis renováveis, tais como: energia eólica, solar, geotérmica, das ondas, das marés, hídrico, biomassa, gás de aterro, gás proveniente de estações de tratamento de águas residuais e biogás;
- u) Interligação: equipamento de transporte que atravessa ou transpõe uma fronteira entre Estados membros vizinhos, com a única finalidade de interligar as respectivas redes de transporte de electricidade;
- v) Média tensão (MT): tensão entre fases cujo valor eficaz é superior a 1 kV e igual ou inferior a 45 kV;
- w) Mercados organizados: sistemas com diferentes modalidades de contratação que possibilitam o encontro entre a oferta e a procura de electricidade e de instrumentos cujo activo subjacente seja electricidade ou activo equivalente;
- x) Muito alta tensão (MAT): a tensão entre fases cujo valor eficaz é superior a 110 kV;
- y) Operador da rede: entidade titular de concessão ou de licença, ao abrigo da qual é autorizada a exercer a actividade de transporte ou de distribuição de energia eléctrica, correspondendo a uma das seguintes entidades cujas funções estão previstas no Regulamento de Relações Comerciais: o operador da rede de transporte, os operadores das redes de distribuição em MT e AT, operadores das redes de distribuição em BT.
- z) Operador da rede de distribuição: pessoa singular ou colectiva que exerce a actividade de distribuição e é responsável, numa área específica, pelo desenvolvimento, exploração e manutenção da rede de distribuição e, quando aplicável, das suas interligações com outras redes, bem como por assegurar a garantia de capacidade da rede a longo prazo;

- aa) Operador da rede de transporte: pessoa singular ou colectiva responsável que exerce a actividade de transporte e é responsável, numa área específica, pelo desenvolvimento, exploração e manutenção da rede de transporte e, quando aplicável, das suas interligações com outras redes, bem como por assegurar a garantia de capacidade da rede a longo prazo, para atender pedidos razoáveis de transporte de electricidade;
- bb) Operador de mercado: entidades responsáveis pela gestão de mercados organizados, nas modalidades de contratação diária, intra diária ou a prazo e pela concretização de actividades conexas, nomeadamente a determinação de índices e a divulgação de informação.
- cc) Produção distribuída: produção de electricidade em centrais ligadas à rede de distribuição;
- dd) Produtor-consumidor: entidade detentora de uma ou mais instalações de produção de energia eléctrica;
- ee) Produtor em regime especial: entidade titular de licença de produção de energia eléctrica a partir de fontes de energia renovável, resíduos, co-geração ou produção em BT, atribuída nos termos de legislação específica;
- ff) Produtor em regime ordinário: pessoa singular ou colectiva que produz energia eléctrica tal como definida no Artigo 17.º do Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de Fevereiro.
- gg) Produtor: pessoa singular ou colectiva que produz electricidade;
- hh) Rede interligada: rede constituída por várias redes de transporte e de distribuição ligadas entre si;
- ii) Rede Nacional de Transporte (RNT): rede nacional de transporte de electricidade, no continente;
- jj) Sistema Eléctrico Nacional (SEN): conjunto de princípios, organizações, agentes e instalações eléctricas relacionados com as actividades abrangidas pelo presente Decreto-Lei nº 29/2006, no território nacional;

- kk) Serviços de sistema: meios e contratos necessários para o acesso e exploração, em condições de segurança, de um sistema eléctrico, mas excluindo aqueles que são tecnicamente reservados aos operadores da rede de transporte, no exercício das suas funções;
- ll) Sistema: conjunto de redes, de instalações de produção, de pontos de recepção e de entrega de electricidade ligados entre si e localizados em Portugal e das interligações a sistemas eléctricos vizinhos;
- mm) Transporte: veiculação de electricidade numa rede interligada de muito alta tensão e de alta tensão, para efeitos de recepção dos produtores e entrega a distribuidores, comercializadores ou a grandes clientes finais, mas sem incluir a comercialização;
- nn) Utilizador da rede: pessoa singular ou colectiva que entrega electricidade à rede ou que é abastecida por ela.
- oo) Uso das redes: utilização das redes e instalações nos termos previstos no Regulamento Acesso às Redes e às Interligações.

Capítulo 1

Introdução

1.1 Enquadramento e Motivação

O sector da energia reveste-se de importância vital nas economias de hoje. As exigências que neste domínio se colocam, vão desde a garantia e segurança do abastecimento nacional aos requisitos de natureza ambiental e à sua influência na competitividade das empresas enquanto factor de produção, porque impõem a definição clara de uma política energética que procure conciliar os diversos interesses em presença.

Durante a década de 90 ocorreu uma transformação profunda no sector eléctrico em vários países. Assim, este sector transitou de uma estrutura monopolista e verticalmente integrada, para uma estrutura de mercado, que se pretende competitiva. A América Latina, em particular o Chile foi pioneira na liberalização do seu mercado de electricidade, no princípio dos anos 80. Esta tendência de liberalização do mercado de electricidade rapidamente alastrou a outros países da região, como a Argentina, Bolívia, Peru, entre outros.

Na Europa, as primeiras regiões a implementarem um mercado liberalizado foram a Inglaterra e o País de Gales. Os países da Escandinávia criaram a partir de 1996 um mercado energia comum, conhecido por *Nordpool*. (Gomez et al 2003)

Entretanto o Parlamento Europeu promulgou em 1996, a Directiva 96/92/CE relativa ao Mercado Interno de Energia, definindo as linhas orientadoras para a abertura gradual dos mercados nacionais. Esta directiva apresenta indicações muito claras no sentido de liberalização dos mercados nacionais:

“Considerando que, no mercado interno, as empresas do sector da electricidade devem poder funcionar, sem prejuízo da observância das obrigações de serviço público, na perspectiva de um mercado da electricidade competitivo;”

Alínea 9 da Directiva 96/92/CE

Num ambiente competitivo, as decisões não são centralizadas, tendo cada participante como objectivo a maximização dos seus lucros, cabendo aos reguladores a criação de regras que permitam manter o mercado competitivo, bem como incentivar o aumento da qualidade de serviço e o recurso às energias renováveis. Num ambiente competitivo, os investimentos apresentam um risco maior uma vez que o seu retorno não se encontra garantido. Desta forma, a gestão do risco passará a ser uma parte crucial da gestão das empresas a actuar no sector eléctrico.

A liberalização dos mercados de electricidade na União Europeia acarreta o surgimento de um novo paradigma no sector eléctrico português e também no tecido empresarial. A electricidade sempre foi encarada como uma “*commodity*”, caracterizada pela estabilidade do seu custo. Contudo, actualmente a liberalização obriga a que esta exija uma atenção especial por parte dos consumidores, uma vez que em ambiente de mercado o seu valor pode sofrer variações elevadas em espaços de tempo relativamente curtos. Nas empresas cujo custo final dos seus produtos tenha uma elevada dependência no custo da energia eléctrica, a importância da electricidade não só para consumo “directo”, mas também a sua influência no custo de outros bens e produtos. A recente liberalização deste sector pode afectar a economia de uma forma mais profunda, do que um olhar menos atento poderia supor.

A liberalização do mercado, que não constitui um fim em si, é um meio para se atingirem maiores eficiências tanto a nível da produção como a nível do consumo de energia, potenciando assim melhorias de qualidade de serviço e preços mais competitivos.

1.2 Objectivos e estrutura da dissertação

O presente trabalho tem como objectivo a simulação do Operador de Mercado e do Operador de Sistema utilizando o modelo em *pool* Simétrico. Numa fase posterior serão consideradas as restrições associadas aos grupos produtores, à indivisibilidade do primeiro escalão das ofertas de venda, à remuneração mínima diária a obter, entre outras que serão posteriormente apresentadas. Posteriormente iremos simular o Operador do Sistema que

verificará a viabilidade técnica do despacho obtido no mercado, e se necessário, irá ajustar o despacho anteriormente obtido.

O trabalho realizado está dividido em duas grandes partes. Na primeira é realizada uma descrição e análise do Mercado Ibérico de Electricidade (MIBEL), e na segunda parte é apresentada a aplicação desenvolvida.

No Capítulo 2 é apresentada a organização do sector eléctrico português, bem como, a sua evolução ao longo das últimas décadas, culminando no funcionamento do Mercado Ibérico de Electricidade (MIBEL).

No capítulo 3 é apresentada a teoria matemática em que assenta a aplicação desenvolvida, bem como os requisitos que esta deverá possuir. No capítulo 4 é descrita a aplicação e a forma como foram implementados os modelos matemáticos. Por fim, no capítulo 5 são apresentados os resultados obtidos para o caso de estudo.

Capítulo 2

O Sistema Eléctrico Português

2.1 Enquadramento Europeu

O mercado energético europeu está a mudar significativamente com o processo da liberalização. A forte influência dos preços do gás natural nos custos totais da produção de electricidade reflecte-se numa significativa correlação entre os preços da electricidade e os preços deste combustível, que se traduz numa grande exposição dos produtores de electricidade a aquele risco.

No ano de 1996 foi aprovada a Directiva Europeia 96/92/CE, que estabeleceu regras comuns que orientavam a criação de um mercado interno de electricidade, servindo de mote para a liberalização do sector.

A Directiva nº 2003/54/CE do Parlamento Europeu e do Conselho, de 25 de Junho de 2003, revogando a Directiva nº 96/92/CE, consagra um desenvolvimento das regras comuns para o mercado interno de electricidade. Em concreto esta directiva estabelece:

- as regras comuns para a produção, transporte, distribuição e comercialização de electricidade;
- as regras de organização e funcionamento do sector, bem como de acesso ao mercado;
- os critérios e mecanismos aplicáveis aos concursos.

No texto preambular desta Directiva são reconhecidos os benefícios resultantes da criação e desenvolvimento do mercado interno de electricidade, em particular relativamente quanto

aos ganhos de eficiência do sector, competitividade acrescida, melhoria dos níveis de qualidade de serviço e potenciais reduções nos preços. É de salientar no texto preambular o excerto que apresentaremos de seguida, no qual são apresentadas as principais das razões que levaram à criação do mercado liberalizado, e quais os objectivos que se pretende alcançar com o mesmo.

A legislação comunitária tem já subjacente uma atenção especial, relativamente ao aparecimento de um futuro mercado de licenças de emissão de CO₂, tal como se pode ler no excerto seguinte:

“...Além disso, um mercado concorrencial e eficaz do gás e 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 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% do leque energético total....”

ir Directiva Europeia 2003/54/CE

É de salientar a posição portuguesa no capítulo de produção a partir de fontes renováveis, apresentado na **Figura 2-1**, tendo Portugal autoproposto uma das metas mais ambiciosas da UE, com o objectivo de que 45% da sua produção de electricidade seja obtida a partir de fontes renováveis de energia

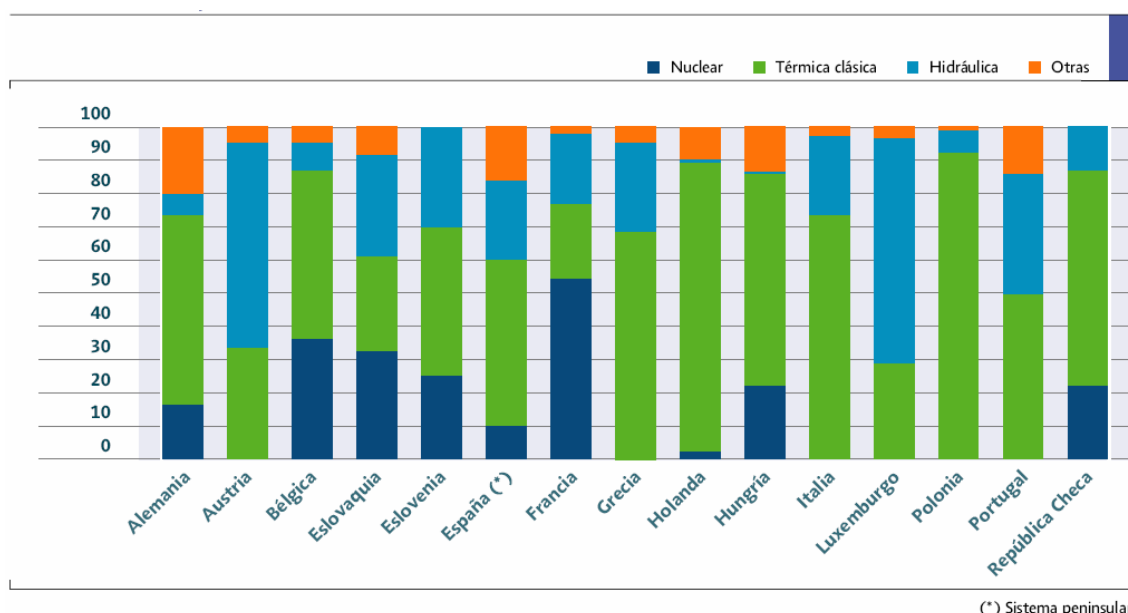


Figura 2-1: Estrutura da potência instalada nos países da União Europeia membros da UCTE em 2005. (REE 2008)

Constituem-se como objectivos da política energética europeia uma melhor afectação de recursos, uma maior eficiência nos consumos energéticos e uma melhoria das condições

competitivas das empresas, em ambiente de saudável concorrência, visando como propósito final um melhor serviço aos consumidores. Estas orientações são concordantes com a política comunitária, que tem como objectivo central a construção do mercado interno de energia. A liberalização deve, antes de mais, garantir um conjunto de cuidados e condições:

- os investimentos deverão apresentar rentabilidades adequadas e susceptíveis de atrair capitais para o sector, garantindo a segurança futura do abastecimento, o que se prende com a regulação das actividades e a eficiência dos diferentes operadores;
- garantia da qualidade do serviço e do abastecimento;
- salvaguarda da existência do serviço público nas áreas / grupos de consumidores em que a sua prestação não seja rentável em termos de mercado;
- assegurar a efectiva possibilidade de entrada e saída do mercado com a eliminação de barreiras à mobilidade dos consumidores;
- garantia de que os preços são efectivamente preços de mercado e que estes, no mercado interno de energia, não sofrem de mecanismos de distorção;
- respeito pelo ambiente;
- harmonizar a política de regulação dentro do mercado interno, não contribuindo para a sua distorção (ainda que a sua implantação seja gradual).

Na **Figura 2-2** é apresentado o grau de liberalização do mercado de electricidade em diferentes países da união europeia. É de salientar o elevado grau de liberalização em 12 dos 27 países que actualmente pertencem à União Europeia, entre os quais se encontram Portugal e Espanha.

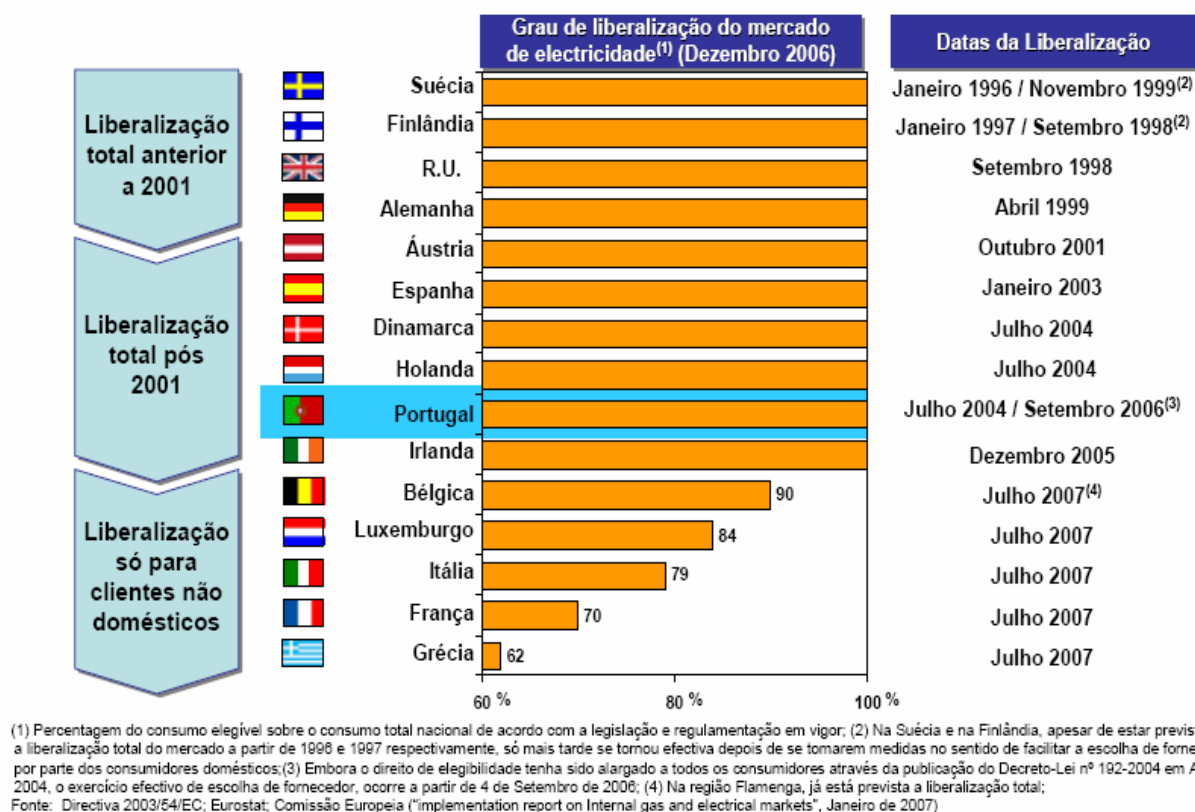


Figura 2-2: Estado da liberalização do mercado de electricidade em diferentes países da União Europeia. (fonte: Governo da República Portuguesa)

Em Março de 2007, o Conselho Europeu acordou, tendo em vista aumentar a concorrência, assegurar a existência de uma regulamentação eficaz e incentivar o investimento em benefício dos consumidores de gás natural e de electricidade, o conselho europeu acordou a necessidade de:

- uma separação efectiva entre actividades de produção e comercialização, por um lado, e actividades de transporte, por outro (*unbundling*), com base em sistemas de operação de redes independentes e regulamentados de forma adequada que garantam um acesso equitativo e aberto às infra-estruturas de transporte e na independência das decisões sobre investimentos em infra-estruturas;
- uma maior harmonização das competências e reforço da independência das entidades reguladoras nacionais do sector da energia;
- o estabelecimento de um mecanismo independente que permita às entidades reguladoras cooperar e tomar decisões sobre importantes problemas transfronteiriços;
- a criação de um novo mecanismo comunitário que permita aos operadores de redes de transporte melhorar a coordenação do funcionamento das redes e a segurança destas, com base nas práticas de cooperação existentes;

- um sistema mais eficiente e integrado para o comércio transfronteiriço de electricidade e para o funcionamento da rede, incluindo a elaboração de normas técnicas;
- o aumento da concorrência e da segurança do aprovisionamento graças à integração facilitada de novas centrais eléctricas na rede de electricidade de todos os Estados-Membros, incentivando designadamente a entrada de novos operadores no mercado;
- sinais de investimento relevantes que contribuam para reforçar a eficiência e a segurança de funcionamento da rede de transporte;
- mais transparência nas operações do mercado da energia;
- uma melhor protecção dos consumidores.

De acordo com o DL n.º 12569/2003, as diversas experiências já implementadas em diversos países da União Europeia deram indicações importantes sobre a evolução e tendências que se observam no estabelecimento de mercados de electricidade, designadamente mercados a prazo. Nos mercados nórdico, alemão e inglês já tenham sido implementadas plataformas de negociação organizada a prazo, das quais assume posição de destaque a *Nordpool*, pelo seu êxito e por ter sido precursora no desenvolvimento de um modelo que compatibiliza as diversas formas de negociação: prazo, *spot* e bilateral. Tendo sido desenvolvido com base nas experiências de funcionamento dos mercados eléctricos na Península Ibérica, o modelo de mercado do OMIP encontra justificação e paralelo das experiências europeias referidas.

2.2 Evolução e organização do Sector

2.2.1 Período anterior a 1995

Nas últimas três décadas o sector eléctrico sofreu uma evolução assinalável do ponto de vista estrutural, regulamentar e de propriedade dos activos envolvidos. Até 1975, o sector eléctrico estava organizado em diversas empresas concessionárias que, nesse ano, foram nacionalizadas num processo que deu origem ao aparecimento da EDP - Electricidade de Portugal.

No âmbito desta evolução, foi aprovado o Decreto-Lei 189/88, de 27 de Maio, tendo 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 e a remunerar a injeção com tarifas muito atractivas.

O Decreto-Lei n.º 7/91, de 8 de Janeiro, levou à transformação da empresa pública Electricidade de Portugal S. A. (EDP), numa sociedade anónima de capitais exclusivamente públicos originando a respectiva reestruturação, através da criação de um conjunto de sociedades diferenciadas, que veio a resultar no que é hoje o Grupo EDP, procedendo-se igualmente à abertura ao capital privado da sociedade mãe. Da reestruturação resultou um grupo de empresas integralmente controladas, todas elas, directa ou indirectamente, pela EDP.

Em 1995, Portugal antecipou-se aos restantes países da União Europeia (UE) e aprovou um pacote legislativo, constituído pelos Decretos-Lei nº182/95 a 188/95, de 27 de Julho. Estes Decretos-Lei alteravam de forma profunda a organização do Sistema Eléctrico Português e antecipavam a entrada em vigor da Directiva 96/92/CE do Conselho e do Parlamento Europeu.

A referida legislação estruturou o Sector Eléctrico Nacional em termos de um sistema de serviço público e de um sistema explorado segundo as leis de mercado. Entre as medidas abrangidas por esta legislação, uma das mais relevantes foi a reestruturação vertical e horizontal da então EDP, S.A, levando a uma divisão deste grupo em várias empresas distintas do ponto de vista jurídico e contabilístico.

Estes diplomas dividiram o sistema eléctrico português em dois subsistemas principais: o **Sistema Eléctrico de Serviço Público (SEP)**, organizado para a prestação de um serviço público, e o **Sistema Eléctrico Não Vinculado (SENV)**, organizado segundo uma lógica de mercado. O quadro jurídico assentava numa política de abertura e de funcionamento do mercado com base em operadores que circunscreviam a sua actuação a cada um dos seguintes sectores de produção, transporte e distribuição, de acordo com uma lógica de descentralização do modelo organizacional português, e em concreto, a uma desverticalização do modelo de organização da EDP.

Nesta organização do sector eléctrico, apresentada na **Figura 2-3**, coexistiam dois tipos de operadores no subsector da produção, sujeitos a regras diferentes: os produtores vinculados ao serviço público, que têm como missão produzir a energia eléctrica necessária para assegurar o abastecimento público, e os produtores não vinculados ao serviço público. Quanto a estes, a regra correspondia à liberdade de acesso e de exercício da actividade. As limitações existentes decorrem de objectivos de política energética e de restrições de ordem técnica. (DL nº 68/2002)

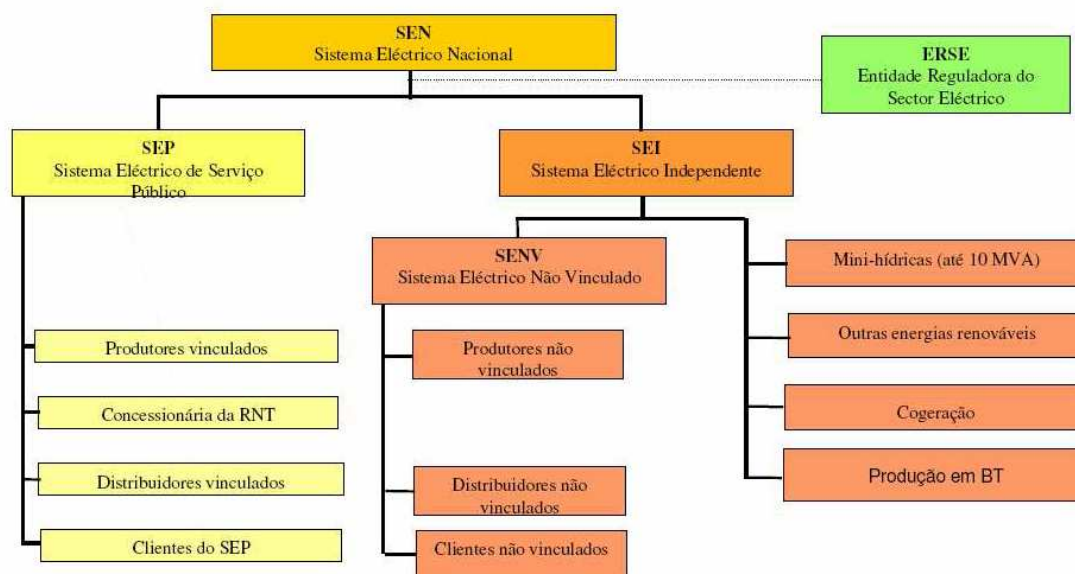


Figura 2-3: Organização do SEN (fonte: ERSE).

O SEP funcionava de acordo com uma lógica de serviço público, orientada para a satisfação universal e uniforme dos cidadãos. A segurança de abastecimento do SEP era assegurada pelo planeamento a longo prazo do sistema produtor e pela gestão centralizada realizada pela entidade concessionária da RNT, à qual estes produtores se encontram ligados através de contratos de vinculação ao SEP.

No SEP encontravam-se integradas as entidades titulares de licenças vinculadas de produção (produtores vinculados), a entidade concessionária da RNT, as entidades titulares de licenças vinculadas de distribuição (distribuidores vinculados) e os clientes vinculados.

O SEI era composto pelo Sistema Eléctrico Não Vinculado (SENV) e pelos produtores em regime especial (energias renováveis e cogeradores) que efectuam entregas às redes do SEP ao abrigo de legislação específica.

O SENV funcionava segundo uma lógica de mercado, podendo cada cliente não vinculado escolher o seu comercializador de electricidade. No SENV, era livre o acesso às actividades de produção e de distribuição em Média Tensão e Alta Tensão, (artigo 44.º do Decreto-Lei n.º 182/95). Os clientes não vinculados tinham direito de acesso às redes do SEP mediante o pagamento de tarifas reguladas. Em 2004 finalizou-se a publicação de legislação necessária à completa abertura do mercado português de energia eléctrica, estendendo a elegibilidade aos clientes em BTE (Decreto-Lei n.º 36/2004, de 26 de Fevereiro) e de BTN (Decreto-Lei n.º 192/2004, de 17 de Agosto). O exercício efectivo de escolha de fornecedor para todos os clientes eléctricos ocorreu em Setembro de 2006.

De acordo com o pacote legislativo publicado em 1995, o SEI englobava o Sistema Eléctrico não Vinculado (SENV) e os produtores em regime especial. O SENV integra os produtores, distribuidores e comercializadores não vinculados. O funcionamento do SENV tem por objectivo a satisfação das necessidades próprias ou de terceiros, através de contratos comerciais, não regulados, estabelecidos entre os agentes. O aparecimento da figura de Produtor em Regime Especial (PRE), que integra a produção a partir de energias renováveis e em instalações de cogeração, tem por objectivo incentivar a produção de electricidade através destes meios. O SEP é obrigado a comprar energia eléctrica a estes produtores, sendo o sobre custo provocado por esta aquisição, suportado pelos clientes do SEN, encontrando-se incorporados nas tarifas de uso global do sistema.

A **Produção Vinculada** estava sujeita a planeamento centralizado, sendo a licença de novos centros electroprodutores atribuída por concurso público. Os produtores vinculados relacionam-se comercialmente, em regime de exclusividade, com a REN mediante Contratos de Aquisição de Energia (CAE's) de longo prazo. Enquanto gestor global do sistema, a REN é responsável pelo despacho das centrais de produção.

A **Produção Não Vinculada** era exercida em regime de livre concorrência mediante a atribuição de licença por parte da DGEG. Em Dezembro de 2006, o Grupo EDP era o único produtor não vinculado a operar no sistema com 1.420 MW de capacidade instalada (Mini-hídricas - 244 MW; CCGT Ribatejo - 1.176 MW).

A **Produção em Regime Especial** inclui os parques eólicos, mini-hídricas (até 10MW), auto produtores, cogeneradores e outros produtores que gerem electricidade a partir de fontes de energia renováveis. A REN - operador do sistema - é actualmente obrigada por lei a adquirir a electricidade destes produtores, a um preço regulado.

A actividade de **Transporte de Energia** era executada em regime de monopólio e encontrava-se concessionada à Rede Eléctrica Nacional (REN), actualmente designa por Redes Energéticas Nacionais. A remuneração destas actividades era realizada através de uma regulação baseada nos custos. Dando-se esta opção ao facto de a actividade de transporte se efectuar já com elevados níveis de eficiência e qualidade de serviço, sendo reflexo disto o reduzido impacto dos custos associados ao transporte na estrutura global de custos de fornecimento de electricidade a clientes finais. (Saraiva te Al. 2002)

A Rede Eléctrica Nacional (REN) explora a **Rede Nacional de Transporte** em regime de concessão exclusiva. A REN, enquanto **Operador do Sistema**, é também responsável pelo planeamento e gestão técnica global do SEN, pela gestão global do SEP e pelo planeamento,

projecto, construção, exploração e desactivação das infra-estruturas que integram a RNT de energia eléctrica.

A **Distribuição de Electricidade** consistia na transferência de electricidade dos sistemas de transmissão para o cliente final, quer do SEP quer do SENV, através de uma rede de distribuição. A Distribuição Vinculada está obrigada a fornecer aos clientes do SEN, segundo tarifas e condições estabelecidas por regulação, a energia eléctrica que estes contratarem.

A **Comercialização Vinculada** é uma actividade regulada que englobava os procedimentos comerciais inerentes à venda a retalho de energia eléctrica aos clientes vinculados: contratação, facturação e cobrança. A actividade de comercializador regulado era assegurada pelo operador da rede de distribuição da área geográfica onde se situava a instalação do cliente. A área autorizada de distribuição da EDP abrangia a totalidade do território de Portugal continental, sendo assim o único comercializador regulado existente no território. As tarifas e preços praticados pelos comercializadores regulados são aprovados pela ERSE.

A **Comercialização Não Vinculada** consistia na contratação de energia eléctrica para fornecimento aos clientes não vinculados. Requeria a atribuição, por parte da DGEG, de uma licença sem limite temporal. O Grupo EDP exercia a actividade de comercialização não vinculada através da EDP Comercial, S.A. (subsidiária a 100% detida pela EDP, S.A.).

São Clientes Vinculados os que optaram por contratar o fornecimento de energia eléctrica com o comercializador regulado, no sistema vinculado, a uma tarifa regulada, aprovada pela ERSE.

Os Clientes Não Vinculados podiam escolher livremente o seu fornecedor de energia eléctrica, tendo o direito a mudar de fornecedor até 4 vezes em cada período de 12 meses consecutivos, sem qualquer custo adicional. Mediante o pagamento de tarifas reguladas têm direito de acesso às redes do SEP. O acesso ao SENV pressupõe a obtenção do estatuto de Cliente Não Vinculado, implicitamente atribuído a todos os que verifiquem as condições de elegibilidade estabelecidas no Regulamento das Relações Comerciais. O estatuto de cliente não vinculado só produzia efeitos a partir da data de celebração de um contrato de fornecimento de energia eléctrica com um fornecedor.

No pacote legislativo de 1995 (DL nº182/95 até ao DL nº189/95), foi também criada a Entidade Reguladora do Sector Eléctrico (ERSE). Esta entidade tinha originalmente como função o estabelecimento de mecanismos explícitos de regulação, criando condições para uma coexistência equilibrada e transparente do SEP e do SENV, sendo estes dois sistemas com lógicas de funcionamento distintas. A ERSE era então responsável pela regulação do SEP e pelo relacionamento comercial entre o SEP e o SENV. A sua entrada efectiva em

funcionamento ocorreu em 1997. Nesta fase e tal como é apresentado no DL 187/95, os objectivos da ERSE eram os seguintes:

- garantir a existência de condições que permitam ao SEP satisfazer de forma eficiente a procura de energia eléctrica dos clientes do referido sistema;
- proteger os interesses dos consumidores em relação a preços, serviços e qualidade do abastecimento;
- garantir à entidade concessionária da RNT e aos titulares de licença vinculada de distribuição e de produção de energia eléctrica a existência de condições que lhes permitam, no âmbito de uma gestão adequada e eficiente, a obtenção do equilíbrio económico-financeiro necessário ao cumprimento das obrigações previstas no contrato de concessão e nas respectivas licenças.
- fomentar a concorrência onde exista potencial para melhoria da eficiência com que são desempenhadas as actividades do sector eléctrico.
- assegurar que as regras de regulação sejam objectivas, de modo que, as relações comerciais entre os operadores sejam conduzidas de uma forma transparente;
- contribuir para a existência de condições que induzam uma utilização eficiente da energia eléctrica.

(DL nº 182/95)

A **Entidade Reguladora** era responsável pela emissão de pareceres para a selecção de novos produtores vinculados ao SEP e para o estabelecimento do respectivo contrato de vinculação, no âmbito dos processos de consulta para expansão do sistema electroprodutor vinculado, bem como para a modificação de contratos de vinculação ou para a prorrogação do seu prazo, nos termos do diploma que estabelece o regime jurídico do exercício da actividade de produção da energia eléctrica.

A Entidade Reguladora emite pareceres sobre os planos de expansão do sistema electroprodutor vinculado e sobre os planos de investimento da RNT, que lhe são remetidos, respectivamente, pela DGE e pela entidade concessionária da RNT, os quais devem ser apensos aos planos respectivos. (DL nº 44/97)

O modelo definido pela legislação de 1995 para o relacionamento comercial entre o SEP e o SENV assenta na celebração de contratos bilaterais físicos complementados, ou em alternativa, com uma bolsa de energia tornada operacional pela entidade concessionária da RNT. Neste modelo estava também previsto o relacionamento com o mercado de energia espanhol.

O relacionamento comercial entre o SEP e o SENV assentava no princípio de partilha de benefícios que podiam ser extraídos da exploração conjunta dos dois sistemas, sendo

necessária uma grande transparência para que não exista um tratamento não discriminatório conferido às diversas entidades actuando no SEP.

A actividade de Distribuição de Energia Eléctrica no âmbito do SEP era desempenhada pelos distribuidores vinculados. Constatava-se que os custos associados à actividade de distribuição correspondiam a uma parcela muito significativa na estrutura do preço média da energia eléctrica até cerca de 35% em 1997.(Saraiva et al 2002)

A concretização da estratégia de abertura progressiva do mercado nacional de electricidade, no quadro da Directiva Comunitária sobre o Mercado Interno de Electricidade, que entrou em vigor em Janeiro de 1999, conduziu à substituição, a nível nacional, da lógica do exclusivo territorial que tem vigorado no serviço eléctrico pela concorrência entre operadores empresariais. Este processo de reestruturação do sector levou à separação das actividades de distribuição, ligadas à exploração, manutenção e expansão das redes das actividades de comercialização. Esta separação tem originado a criação de empresas comercializadoras e prestadoras de diversos serviços, não possuindo, a maior parte delas, quais quer activos em termos de redes de distribuição. (Saraiva et al. 2002)

Com a autonomização da REN do Grupo EDP em 2000, o sector eléctrico nacional garantiu a separação jurídica entre estas actividades. Desde então e até muito recentemente, a REN detém o estatuto principal de entidade concessionária da rede de transporte de electricidade, posicionando-se de forma independente dos restantes agentes a operar nas várias vertentes da cadeia de valor do sector.

Em 2002 é finalmente prevista na legislação portuguesa a existência de uma nova realidade: os **produtores-consumidores** em baixa tensão, os quais utilizam, entre outros equipamentos, geradores síncronos, geradores assíncronos, painéis fotovoltaicos produzindo energia eléctrica de forma autónoma, na justa medida das suas necessidades. podendo este integrar-se no SEI. O programa E4 - Eficiência Energética e Energias Renováveis, aprovado pela Resolução do Conselho de Ministros nº154/2001, 19 de Outubro, veio dar corpo a um vasto conjunto de objectivos de política energética, visando, nomeadamente, potenciar o aproveitamento de recursos endógenos, aumentar a eficiência energética e modernizar tecnologicamente o sistema energético nacional. De acordo com o DL nº 68/2002 houve a necessidade de adaptar a legislação através do para acolhimento de novas soluções de produção de energia descentralizada e da inovação tecnológica, dando-se, assim, espaço a que também em Portugal possa surgir, integrado no SEI, a figura de produtor-consumidor de energia eléctrica em baixa tensão (ou do produtor em auto consumo), sem prejuízo de continuar a manter a ligação à rede pública de distribuição de energia eléctrica, na tripla perspectiva de auto consumo, de fornecimento a terceiros e de entrega de excedentes à rede.

Em 2003 foram publicados dois decretos de lei, DL nº 184/2003 e DL nº 185/2003, que iniciaram o processo de liberalização global do sector eléctrico, levando mais tarde ao aparecimento do Mercado Ibérico de Energia (MIBEL).

Para preparar a entrada em pleno funcionamento do MIBEL foi necessário proceder à extinção dos contratos de aquisição de energia (CAE). Uma vez que, apenas partindo de um modelo de organização do MIBEL claramente definido e aprovado pelos dois Governos, é possível elaborar a indispensável revisão legislativa nacional e avaliar a dimensão de eventuais **custos ociosos** que resultem da reestruturação do sector eléctrico, em particular pela rescisão dos contratos de vinculação que constituíam a base do sistema eléctrico de serviço público. Assim, e do lado português, iniciou-se o processo de renegociação/extinção dos CAE. Este processo tornou-se imprescindível para que fosse possível implementar um verdadeiro mercado de electricidade. É necessário que haja colocação dessa energia no mercado. Desta forma, a REN deixará o seu estatuto de comprador quase único da electricidade produzida, para que as empresas de produção a possam colocar no mercado. Importa notar que esses contratos entre os produtores vinculados e a REN ofereciam garantias aos agentes da produção que tiveram de ser acauteladas através de um mecanismo de recuperação de custos de transição para a concorrência que veio a ser definido. Houve pois, que salvaguardar a neutralidade económica para as partes contratantes dos CAE, sem introduzir vícios à livre formação de preços no mercado.

2.2.2 Situação Actual - Legislação 2006

No ponto 2 do artigo 1º do Acordo entre a República Portuguesa e o Reino de Espanha relativo à constituição do Mercado Ibérico da Energia Eléctrica, assinado em 14 de Novembro de 2001, o MIBEL é definido como sendo o:

“... conjunto dos mercados organizados e não organizados nos quais se realizam transacções ou contratos de energia e se negociam instrumentos financeiros que têm como referência essa mesma energia, bem como, por outros que venham a ser acordadas pelas Partes¹...”.

O MIBEL tem como principais objectivos:

- beneficiar os consumidores de electricidade dos dois países, através do processo de integração dos respectivos sistemas eléctricos;

¹ Partes: designação utilizada para mencionar a República Portuguesa e o Reino de Espanha.

- estruturar o funcionamento do mercado com base nos princípios da transparência, livre concorrência, objectividade, liquidez, auto-financiamento e auto-organização;
- favorecer o desenvolvimento do mercado de electricidade de ambos países, com a existência de um preço de referência único para toda a península ibérica;
- permitir a todos os participantes o livre acesso ao mercado, em condições de igualdade de direitos e obrigações, transparência e objectividade;
- favorecer a eficiência económica das empresas do sector eléctrico, promovendo a livre concorrência entre as mesmas.

Na Cimeira Luso-Espanhola de Valência, realizada em Fevereiro de 2003, foi acordado o modelo de organização do Mercado Ibérico de Electricidade proposto pelas entidades reguladoras de Portugal e Espanha. Nesse documento, a ERSE e a CNE consideram necessário estimular o aparecimento de formas de contratação que complementem as que eram disponibilizadas na altura aos agentes nos dois países, destacando o papel essencial do mercado organizado a prazo:

"[...] É por isso necessário [...] estimular o aparecimento de formas de contratação que façam a ponte entre a contratação spot e a contratação bilateral física actualmente existentes; tal é o caso, nomeadamente, do mercado organizado a prazo, cuja introdução se prevê já na fase inicial do MIBEL.

A contratação de energia eléctrica no MIBEL poderá processar-se através dos seguintes mercados principais:

Mercado livre de contratação bilateral física;

Mercados geridos pelo operador de mercado ibérico (mercados organizados):

Mercados de produtos físicos a prazo;

Mercado diário." (DL nº12596/2006)

A 1 de Outubro de 2004 foi celebrado em Santiago de Compostela o Acordo entre a República Portuguesa e o Reino de Espanha para a Constituição de um Mercado Ibérico da Energia Eléctrica. A condição fundamental para a implementação do MIBEL correspondeu ao estabelecimento de uma plataforma harmonizada de regulação, para que as empresas de ambos os países sejam aferidas pelos mesmos padrões de exigência reguladora e para que um mecanismo de resolução de disputas célere e eficaz seja posto em prática. Sem o acordo prévio entre Portugal e Espanha neste campo, o MIBEL não poderia ser um mercado eficiente. (DL nº312/2005)

O DL n.º 29/2006, de 15 de Fevereiro revogou a legislação de 1995 e estabeleceu as novas bases da organização e do funcionamento do sector eléctrico, que eliminando os conceitos de

SEP e SENV e estruturando o Sistema Eléctrico Nacional (SEN) numa lógica de mercado, ao mesmo tempo que separa a actividade de distribuição da actividade de comercialização de energia eléctrica. Surgiu igualmente como legislação complementar o Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de Agosto, definindo, entre outros, os procedimentos para atribuição da concessão da Rede Nacional de Transporte de Electricidade (RNT) e das concessões das redes de distribuição de electricidade em alta e média tensão e em baixa tensão. Por fim, o Decreto-Lei n.º 392/2007, aprovado no Conselho de Ministros de 1 de Junho de 2007, estabeleceu um conjunto de disposições destinadas a promover o desenvolvimento do Mercado Ibérico de Electricidade (MIBEL), relativas à aquisição de electricidade pelo comercializador de último recurso e à criação de um mecanismo de garantia de potência. As medidas destinadas a garantir a segurança do fornecimento de electricidade e o investimento em infra-estruturas são apresentadas na Directiva 2005/89/CE.

O Ministério da Economia e da Inovação procedeu à reestruturação da organização e do funcionamento dos três principais sistemas energéticos: electricidade, gás natural e petróleo, visando o aumento da concorrência através da liberalização dos mercados, designadamente transpondo as directivas do Mercado Interno para a electricidade e para o gás natural. Entretanto, de acordo com o RCM n.º 169/2005, a promoção da concorrência no sector energético em geral e no sector eléctrico em particular visa “...*promover a defesa dos consumidores, bem como a competitividade e a eficiência das empresas, quer as do sector da energia quer as demais do tecido produtivo nacional...*”. O aprofundamento da liberalização do sector eléctrico, sobretudo ao nível das actividades de produção e comercialização, constitui uma importante componente do objectivo central de aumento do nível concorrencial do sector energético.

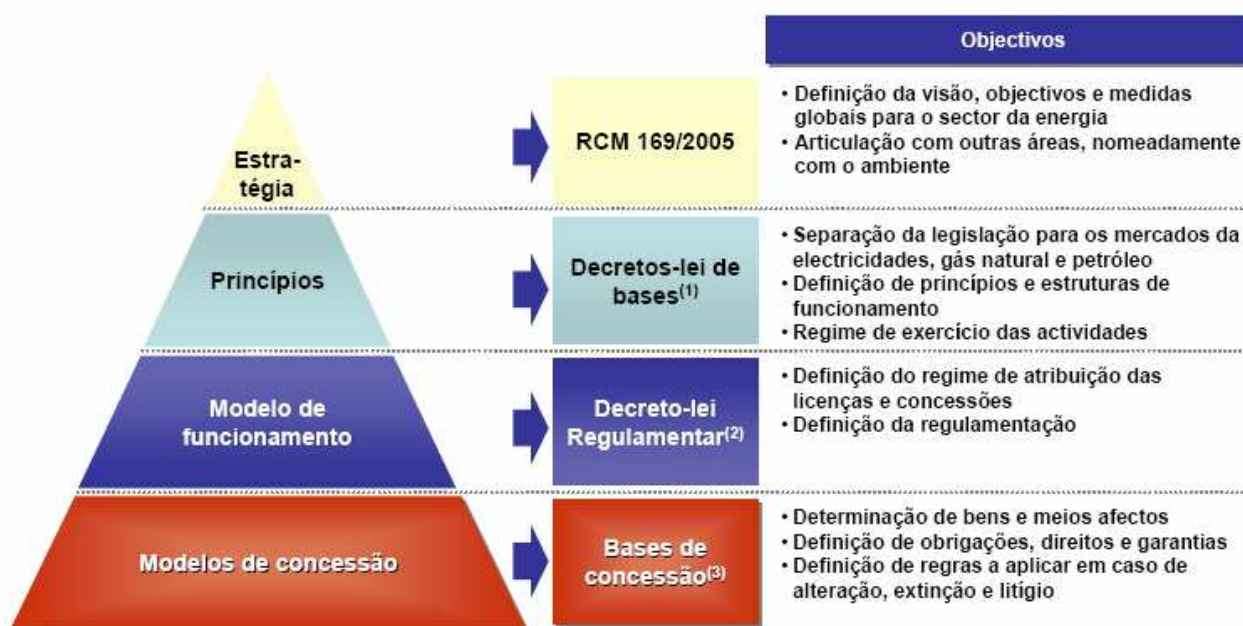
(RCM n.º169/2005; Conselho de Reguladores do MIBEL 2008)

Em sequência da reestruturação do sector procedeu-se a mudanças profundas na estrutura e funcionamento empresarial do sector. Neste âmbito a desverticalização do sector de tal modo que o transporte e distribuição de gás natural e electricidade passaram a ser separados das respectivas actividades de comercialização visando uma maior competitividade e transparência do sector.

A concretização efectiva do MIBEL obrigou, também, ao estabelecimento de uma plataforma logística de mudança de fornecedor, capaz de gerir um mercado de cerca de 6 milhões de clientes, cuja conclusão e entrada em exploração ocorreu a 4 de Setembro de 2006, marcando a abertura efectiva de todo o mercado de electricidade. (ERSE 2007a)

Em termos organizativos, o SEN pode ser dividido em cinco actividades principais: produção, transporte, distribuição, comercialização e operação dos mercados organizados de electricidade que, em regra, são desenvolvidas de forma independente. (REN)

Na figura 2-4, encontra-se apresentada a legislação mais relevante dos últimos anos para a reestruturação do sector eléctrico, bem como, os objectivos da mesma.



(1) DL n.º 29/2006, de 15 de Fevereiro, para o mercado de electricidade, DL n.º 30/2006, de 15 de Fevereiro, para o mercado do GN e DL n.º 31/06, de 15 de Fevereiro para o mercado de petróleo;
 (2) DL n.º 172/2006, de 23 de Agosto, para o mercado de electricidade e DL n.º 140/2006, de 26 de Julho, para o mercado do GN
 (3) Anexo DL n.º 172/2006 para o mercado de electricidade e Anexo DL n.º 140/2006 para o mercado do GN

Figura 2-4: Legislação que conduziu ao actual modelo de organização do SEN. (Fonte governo português)

O desenvolvimento do MIBEL foi gradual à medida que ambos os sistemas eléctricos evoluíam na aproximação dos respectivos quadros de funcionamento, designadamente no que se refere aos seguintes aspectos:

- abertura do mercado a todos os consumidores até Julho de 2004 (tendo sido efectivada esta abertura em Setembro de 2006;
- eliminação de contratos de aquisição de energia e estabelecimento do respectivo mecanismo de compensação;
- harmonização da estrutura tarifária;
- estudo de possíveis formas de aproximação, a médio prazo, dos respectivos operadores das redes de transporte de electricidade e de gás natural;
- compromisso de estabelecimento de um acordo que permita a gestão conjunta de parte das reservas hidrográficas obrigatórias.

Como factores de integração do modelo de funcionamento do MIBEL, foram previstos, durante um período transitório, anterior à constituição do OMI, a gestão dos mercados organizados do MIBEL assentaria numa estrutura bipolar interligada, na qual:

- o pólo espanhol do OMI (OMEL) responsável pela gestão do mercado diário e intra diário;
- o OMIP (pólo português), responsável pela gestão dos mercados a prazo.

O arranque do MIBEL e o início do funcionamento integrado dos dois pólos do MIBEL esteve inicialmente previsto para 20 de Abril de 2004. No entanto, diversas circunstâncias de carácter político e legal impediram a concretização do projecto de arranque do MIBEL na data prevista. Assim, os dois Governos, decidiram procederem a uma revisão do projecto de constituição do MIBEL, o que veio a ser formalizado com a assinatura de um novo Acordo Internacional. Na **Figura 2-5** é apresentada de forma sucinta a evolução temporal das principais medidas acordadas entre os Governos Português e Espanhol com vista à concretização efectiva do MIBEL, e a data da sua efectiva implementação.

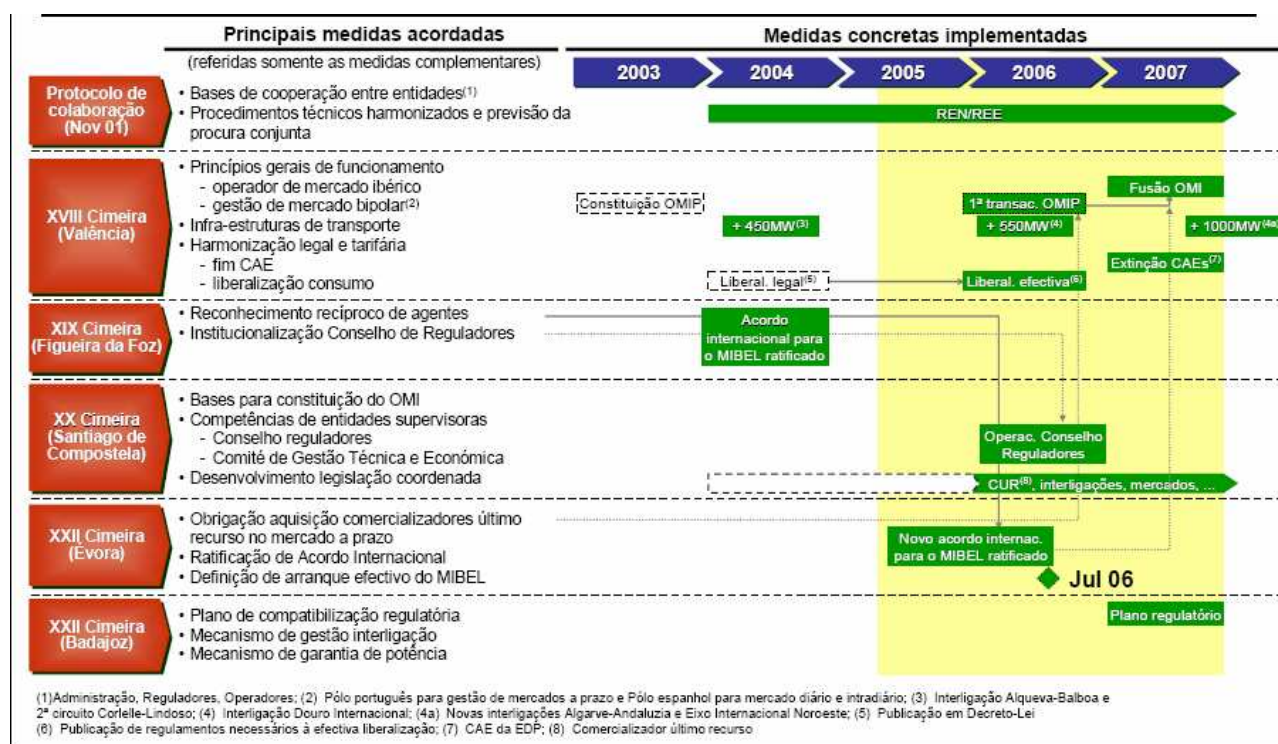


Figura 2-5: Evolução temporal das medidas acordadas entre Portugal e Espanha para a concretização do MIBEL.

A 8 de Março de 2007, os Governos de Portugal e de Espanha, em reunião havida em Lisboa, acordaram a implementação efectiva do mercado ibérico a partir de 1 de Julho de 2007. Esta data corresponde à definida na Directiva 54/2003/CE relativa ao Mercado Interno de

Electricidade para a total abertura dos mercados eléctricos nos Estados-Membros da União Europeia. (ERSE 2007a)

Com a concretização do MIBEL, passa a ser possível, a qualquer consumidor no espaço ibérico, adquirir energia eléctrica, num regime de livre concorrência, a qualquer produtor ou comercializador que actue em Portugal ou Espanha, de acordo com a evolução temporal da liberalização do mercado ibérico apresentada na **Figura 2-5**. (OMIP)

No mercado participam os agentes do mercado, sendo estes definidos como sendo:

“... toda a pessoa física ou jurídica que intervenha nas transacções económicas que tenham lugar no mercado de produção de energia eléctrica, comprando ou vendendo no mercado, os agentes também devem cumprir as Regras de Funcionamento do Mercado de Produção de Energia Eléctrica e outras normas de actuação, instruções e procedimentos de Transporte e Operação que lhe são aplicados...” (OMEL)

Produção	Transporte	Distribuição	Comercialização
Regime Ordinário • EDP Produção (CAE a terminar) • EDP Produção (Central TER e várias Centrais hidroeléctricas) • EDIA • Outros produtores • Turbogás (através de CAE) • Tejo Energia (através de CAE) Regime especial • Produtores de fontes renováveis e de biomassa • Co-geração	Rede Nacional de Transporte • Muito alta tensão (Concessão de Serviço Público) • REN - Redes Energéticas Nacionais	Rede Nacional de Distribuição • Alta e média tensão (Concessão de serviço público) • EDP - Distribuição • Baixa tensão distribuidores (Concessões municipais) • EDP - Distribuição • Vários cooperativos	Comercializadores regulados (Comercializador de último recurso) • EDP Serviço Universal • Cooperativas de consumidores Comercializadores não regulados • EDP Comercial • Endesa / Sodesa • Iberdrola • União Fenosa • Viesgo • Outros

Figura 2-6: Cadeia de valor do Sistema Eléctrico Nacional. (fonte: REN)

Nesta estrutura liberalizada do sector existem cinco grandes áreas: a produção, o transporte, distribuição, comercialização e a coordenação do sistema. Na **Figura 2-6**, são apresentadas as quatro das principais áreas e os seus respectivos intervenientes.

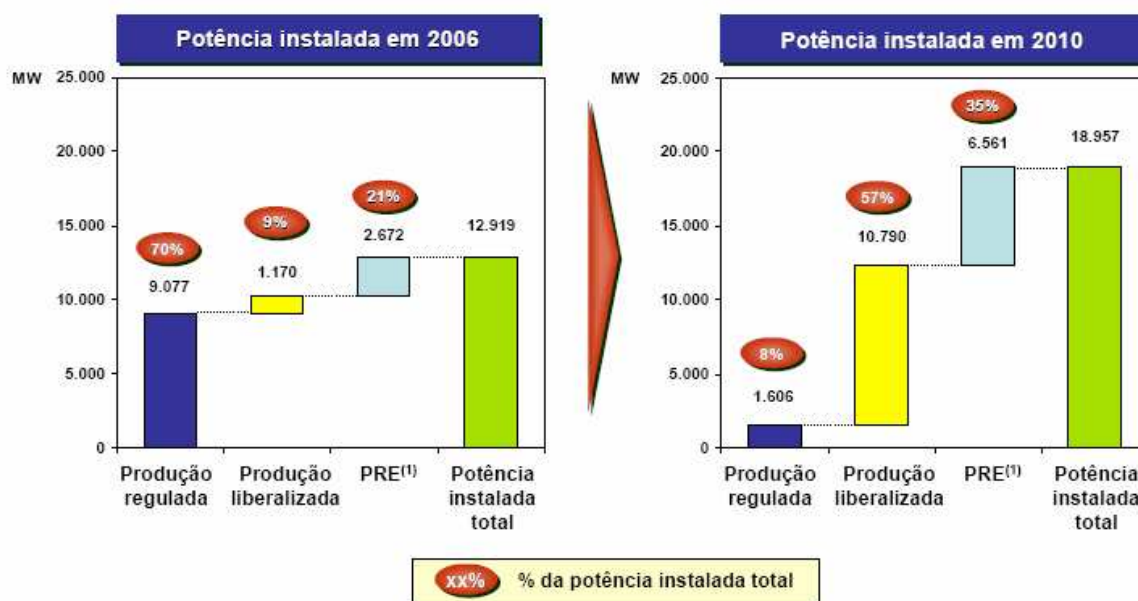
A **produção** é assegurada em regime competitivo, existindo regulação especial que incentiva o aproveitamento dos recursos endógenos e das energias renováveis. A promoção da concorrência na produção de energia eléctrica é essencial, não só para estabelecer um quadro legal para o fim dos contratos de abastecimento de longo prazo, como igualmente para estabelecer um conjunto de condições que evitem que as estratégias adoptadas pelo

incumbente, através do exercício de poder de mercado, possam distorcer a formação de preços em ambiente de mercado.

A produção de electricidade é feita com recurso a diversas tecnologias e a diferentes fontes primárias de energia (carvão, gás, fuel, gasóleo, água, vento, biomassa, entre outros). Em Portugal, os principais produtores são a EDP Produção, a Turbogás e a Tejo Energia.

As empresas de comercialização de electricidade são responsáveis pela gestão das relações com os consumidores finais, incluindo a facturação e o serviço ao cliente. A EDP Serviço Universal, que actua como Comercializador de Último Recurso do SEN, é actualmente o maior comercializador em Portugal. Adicionalmente, as principais empresas de comercialização em Portugal são a EDP Comercial, a Endesa, a Iberdrola e a Unión Fenosa. (REN)

Na **figura 2-7** está apresentada a previsão do português para o sector da produção, sendo de salientar o aumento da produção das *PRE* e da produção liberalizada.



(1) Produtores de Energia Eléctrica em regime especial

Figura 2-7: Previsão do Governo português para a evolução da potência instalada por tipo de produtor.
(fonte: Governo português)

O **transporte** e a **distribuição** são áreas que não podem ser liberalizadas uma vez que, para serem eficientes, a sua operação deve ser realizada por uma única entidade, não sendo economicamente viável a duplicação destas redes. Assim, estas actividades são reguladas para proteger os utilizadores das redes, incentivar o melhoramento da sua qualidade de serviço e garantir a devida remuneração pelo uso das redes. Este último aspecto tem sido alvo de várias discussões na comunidade científica, existindo várias publicações sobre este

tema, tais como as apresentadas por (ERSE 2007a, Gomes 2007). As actividades de rede são exercidas em regime de monopólio por razões relacionadas, sobretudo, com a inviabilidade económica da multiplicação de redes eléctricas na mesma área geográfica, com restrições de ordem ambiental e com a possibilidade de obter economias de escala que, em ambiente concorrencial, não seriam atingidas. (Saraiva et al 2002)

A **comercialização** é uma mais competitiva, consistindo no relacionamento directo entre entidades produtoras ou comercializadores e consumidores, podendo tomar a forma de mercados centralizados, contratos bilaterais, contratos financeiros e de futuros.

As empresas de comercialização de electricidade são responsáveis pela gestão das relações com os consumidores finais, incluindo a facturação e o serviço ao cliente. A EDP Serviço Universal, que actua como Comercializador de Último Recurso do SEN, é actualmente o maior comercializador em Portugal. Adicionalmente, as principais empresas de comercialização em Portugal são a EDP Comercial, a Endesa, a Iberdrola e a Unión Fenosa. (REN)

A **coordenação do sistema** é realizada pelo Operador do Sistema, Operador do Mercado e outras entidades reguladoras, tendo como princípios gerais a transparência, a eficiência do ponto de vista técnico e económico, a equidade nos custos alocados, evitando o aparecimento de subsidiação cruzada, e a estabilidade das políticas reguladoras, evitando o aparecimento de demasiadas alterações, num sector dominado pelo risco e pela incerteza. (ERSE 2007a; Arriaga 2000)

Em ambiente de concorrência perfeita é assegurada a alocação e gestão eficiente dos recursos, os preços dos bens e serviços tendem para os preços marginais de longo prazo e o número de empresas é o adequado. Nestas condições, os mecanismos de mercado transmitem sinais económicos aos clientes para induzir utilizações mais eficientes dos bens e serviços e as condições de concorrência encarregam-se de defender adequadamente os utilizadores desses bens e serviços. É neste contexto de reestruturação do sector eléctrico integrando áreas em que existe competição, eventualmente imperfeita, e áreas em que não existe competição que surge a actividade de regulação do sector. (Saraiva et al. 2002)

O sector eléctrico em Portugal pode ser dividido em cinco actividades principais: produção, transporte, distribuição, comercialização de electricidade e operação dos mercados organizados de electricidade.

2.3 O Sistema Eléctrico Espanhol

O mercado grossista espanhol foi criado com a introdução da competição no mercado em 1 de Janeiro de 1998 e engloba um conjunto de transacções derivadas da participação dos agentes de mercado nas sessões dos mercados diários e intra-diários.

Os agentes de mercado são as empresas habilitadas para aí actuarem como vendedores ou compradores, nomeadamente as empresas de produção, distribuição e comercialização de electricidade, assim como os consumidores qualificados ou agentes externos de outros países. Os produtores e consumidores qualificados podem recorrer à *pool* ou celebrarem contratos bilaterais físicos.

No mercado diário existe um preço para cada hora, determinado em função do preço marginal. As receitas de cada vendedor numa dada hora são calculadas em função da multiplicação do volume de electricidade vendido pelo preço marginal determinado para aquela hora. O pagamento de cada comprador numa dada hora é calculado em função da multiplicação do volume de electricidade comprado pelo mesmo preço marginal.

Os produtores em regime convencional são aqueles que vendem a electricidade a comercializadores ou consumidores qualificados através da *pool* ou de contratação bilateral.

Consideram-se produtores em Regime Especial, os produtores que utilizem recursos renováveis com uma potência instalada até 50 MW e a cogeração. Actualmente, os produtores em Regime Especial podem vender a sua produção de electricidade ao sistema quer:

- à tarifa fixada por real-decreto, a qual está indexada à tarifa média ou de referência do sistema espanhol;
- à *pool* espanhola, juntamente com determinados prémios e incentivos.

A OMEL - Companhia Operadora del Mercado Español de Electricidad é o operador do mercado grossista espanhol e a entidade responsável pela gestão económica do mercado e do sistema de ofertas de compra e venda de electricidade, garantindo o eficaz desenvolvimento do mercado de produção de electricidade.

A rede de transporte de electricidade é constituída por linhas, transformadores e outros elementos eléctricos com uma tensão superior a 220 kV, assim como outras instalações, independentemente da tensão, que cumpram as funções de transporte ou de interconexão internacional e extra-peninsular.

A REE - Rede Eléctrica de Espana, detém a maioria da rede de transporte em Espanha. A REE é responsável pela gestão técnica do sistema eléctrico espanhol no que se refere ao desenvolvimento da rede de transporte de alta tensão, de forma a garantir o fornecimento de electricidade, e a correcta coordenação entre o sistema de produção e de transporte, assim como pela gestão dos fluxos de electricidade com o exterior. O Operador do Sistema exerce as suas funções em coordenação com o Operador de Mercado.

A operação do sistema torna possível que o mercado funcione de forma eficaz, com uma liquidez absoluta para os produtores e consumidores de energia eléctrica. Independentemente da oferta e da procura, o operador da RNT de Espanha assegura:

- a substituição da energia que um grupo gerador não possa produzir;
- a satisfação em tempo real do consumo de electricidade.

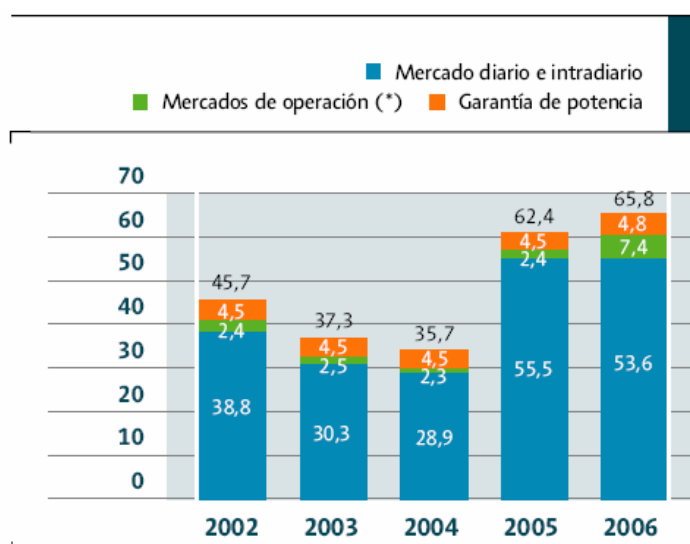


Figura 2-8: Preço finais do Mercado de Produção Espanhol entre 2002 e 2006 em €/MWh. (fonte REE).

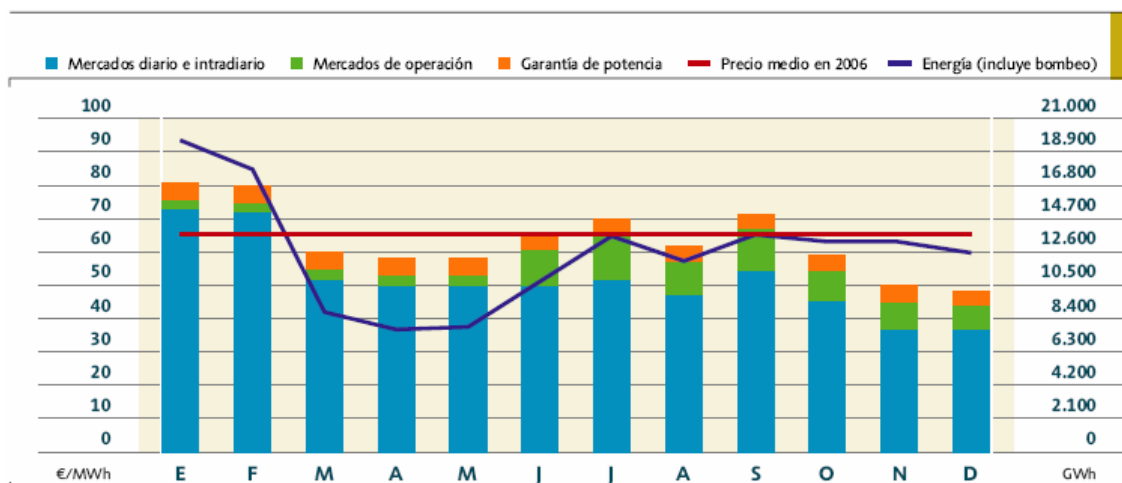


Figura 2-9: Mercado de produção: preços finais da energia, para o ano de 2006. (fonte REE)

O Operador de Mercado realiza a liquidação resultante da agregação dos mercados diários e intra diários, e também, a resolução de restrições técnicas. As Figuras 2-8 e 2-9 apresentam a evolução dos preços finais da energia eléctrica ao longo dos anos e sua evolução no mercado espanhol em 2006.

As redes de distribuição, além de servirem o mercado regulado, podem ser utilizadas pelos comercializadores ou consumidores qualificados, mediante o pagamento de uma tarifa de acesso, a qual é definida anualmente pelo governo.

As seguintes empresas prestam o serviço de distribuição de electricidade no mercado espanhol: Endesa, Iberdrola, Union Fenosa, HC Energia e Viesgo. Cada empresa recebe uma remuneração pela prestação do serviço de distribuição, definida numa base anual.

A actividade de gestão comercial no mercado regulado é desenvolvida pelas empresas de distribuição, englobando os seguintes elementos:

- i) ligação de novos consumidores na zona de operação da empresa de distribuição;
- ii) serviço de leitura de contadores;
- iii) aplicação da tarifa definida legalmente;
- iv) informação aos consumidores sobre a tarifa mais adequada;
- v) implementação de programas de eficiência energética;
- vi) assegurar o nível da qualidade de serviço;
- vii) adquirir a electricidade necessária para o desenvolvimento da sua actividade.

A comercialização livre consiste na aquisição de electricidade através da *pool* ou de contratos bilaterais, e sua revenda a consumidores qualificados ou outros agentes do sistema, negociando livremente com os seus clientes as condições da venda de electricidade. As

empresas comercializadoras têm acesso às redes de transporte e distribuição de electricidade mediante o pagamento de uma tarifa de acesso, a qual é estabelecida anualmente por Real-Decreto.

Desde Janeiro de 2003, todos os consumidores do mercado de electricidade espanhol são livres de escolher o seu comercializador no mercado liberalizado. As condições do contrato de fornecimento de electricidade são estabelecidas livremente entre as partes.

(OMEL, EDP e REE)

2.4 O Mercado Ibérico de Electricidade

2.4.1 Aspectos Gerais

Em funcionamento desde Julho 2006, com início das transacções no OMIP, a operacionalidade do Conselho Ibérico de Reguladores e com a implementação de outras medidas acordadas com o Governo Espanhol, o MIBEL é o segundo mercado regional a ser constituído na Europa, envolvendo um total de 30 milhões de consumidores.

O Mercado de Derivados do MIBEL tem vindo gradualmente a afirmar-se, superando mesmo as mais optimistas previsões quanto ao seu sucesso que, em rigor, eram inexistentes. Na Cimeira Luso-Espanhola, realizada em Novembro de 2006, em Badajoz, os Governos de Portugal e Espanha renovaram os seus votos no desenvolvimento do MIBEL, tendo sido tomadas importantes decisões, merecendo destaque a manutenção de uma percentagem obrigatória de 10% de aquisição de energia pelos distribuidores ou comercializadores regulados no OMIP durante 2007 e a organização de forma concertada e até final de 2007 de leilões virtuais de capacidade de âmbito ibérico. (Ministério da Economia e da Inovação, 2005)

No Mercado Ibérico de Electricidade existem 2 formas de estabelecimento de uma relação contratual e comercial:

- contratação bilateral de energia eléctrica, em que o cliente celebra com uma entidade por si escolhida um contrato bilateral, em preços e condições próprias, estando o cliente vinculado a assumir directamente a liquidação da tarifa de acesso. Nesta modalidade o cliente é detentor individualmente de um contrato de utilização das redes, devendo obrigatoriamente estar constituído como agente de ofertas. A programação dos contratos bilaterais é objecto de comunicação ao operador da rede de transporte, no âmbito de um função designada de acerto de

Contas, para que este possa, entre outros aspectos, aferir os eventuais desvios às quantidades programadas. Os diversos procedimentos envolvidos na centralização da informação de contratos bilaterais, bem como na sua liquidação integram um documento específico denominado de Manual de Procedimentos do Acerto de Contas;

- contratação de energia em mercados organizados, nos quais o cliente esteja registado como membro e em que cumpra com as disposições próprias que regulam o funcionamento do mercado. O cliente é igualmente responsável pela liquidação da tarifa de acesso, devendo deter individualmente um contrato de utilização das redes e estar obrigatoriamente constituído como agente de ofertas.

São agentes de mercado, as entidades que se enquadram nos requisitos seguintes:

- produtores de energia eléctrica;
- autoprodutores e produtores de energia eléctrica em regime especial;
- agentes externos, que integram ou consomem energia de outros sistemas exteriores;
- distribuidores de energia eléctrica;
- comercializadores de energia eléctrica;
- os consumidores qualificados sempre que exerçam o seu direito de adquirir energia eléctrica no mercado.

Existem contudo, sujeitos que carecem de natureza de Agentes de Mercado, sendo estes, pessoas físicas ou jurídicas que intervêm no fornecimento da electricidade, mas não intervêm no mercado de produção de energia eléctrica. Estes podem ser de três naturezas distintas:

- os transportadores, que são aquelas sociedades mercadoras que têm como função o transporte da energia eléctrica, bem como, construir, manter ou explorar a Rede de Transporte;
- os consumidores a tarifa regulada;
- os consumidores qualificados que não exerçam o direito de adquirir energia eléctrica no mercado, tendo desta forma uma tarifa regulada.

A estrutura de funcionamento do MIBEL é apresentada na **Figura 2-10** sendo apresentada a forma cronologicamente ordenada como é realizada a transacção de energia, desde a celebração dos contratos bilaterais, mercado spot até à resolução de restrições técnicas.

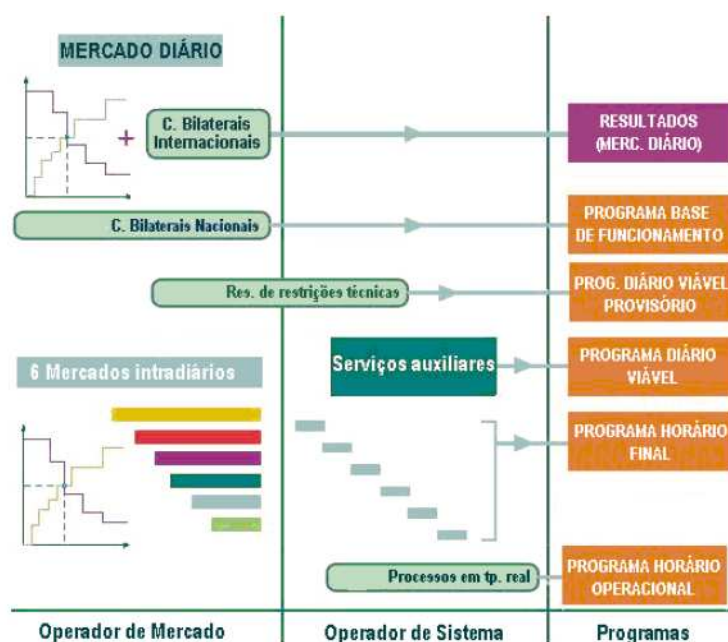


Figura 2-10: Atividades no MIBEL (fonte: Operador del mercado ibérico de energia).

O preço do mercado resultante do cruzamento das ofertas de compra e venda tem duas componentes principais, correspondente ao preço que o mercado atribui à energia transaccionada integrando o preço dos mercados intradiários referentes à garantia de potência, e por outro lado, o valor referente às tarifas de acesso. No caso Português, como se refere na **Figura 2.10**, as tarifas de acesso integram tarifas elementares correspondentes ao Uso Geral do Sistema, ao Uso da Rede de Transporte, ao Uso da Rede de Distribuição e à Comercialização de Redes.

A produção de electricidade está inteiramente aberta à concorrência, tendo sido completamente abandonada a lógica de um planeamento centralizado, existindo apenas intervenção do operador do sistema apenas quando é necessária a segurança de abastecimento do SEN, em situações de escassez energética.

A produção de electricidade é dividida em dois regimes:

- **Produção em regime ordinário**, correspondendo à produção de electricidade a partir de fontes de energia tradicionais e não renováveis, e também a produção em grandes centros electroprodutores hídricos.
- **Produção em regime especial**, relativa à cogeração e à produção eléctrica a partir da utilização de fontes renováveis e da cogeração. (REN)

Em Portugal a produção em regime especial (fontes de energia renováveis, resíduos sólidos e urbanos e cogeração) não participa no mercado sendo os produtores remunerados de acordo com preços fixados administrativamente pelo governo, que incluem a atribuição de prémios

face aos preços da produção ordinária. Estes prémios originam um diferencial de custo entre a produção em regime especial e a produção ordinária que é recuperado pela tarifa de Uso Global do Sistema paga por todos os consumidores de energia eléctrica pelo acesso às redes. Estes produtores não concorrem entre eles nem com restantes produtores.

2.4.2 O mercado grossista

Considera-se que o mercado grossista corresponde à produção de energia eléctrica bem como aos fluxos internacionais de importação destinados à satisfação do consumo em Portugal Continental. A cessação dos CAE, para as centrais operadas pelo grupo EDP, ocorreu a meados de Junho de 2007. Ainda assim, para os casos em que esta cessação não tenha ocorrido, a gestão dos contratos existentes de aquisição de energia de longo prazo é efectuada pelo Agente Comercial que fica obrigado a vender a energia destas centrais através de mecanismos de mercado.

O Regulamento das Relações Comerciais (RRC) considera de acordo com a legislação existente, duas seguintes classes de mercados organizados de energia eléctrica:

- **Mercados a prazo** - mercados que compreendem as transacções de blocos de energia eléctrica com entrega posterior ao dia seguinte da contratação, de liquidação física ou por diferenças. Estes mercados correspondem, na prática, a mercados de produtos derivados em que o activo subjacente é a energia eléctrica;
- **Mercados diários e intradiários** - mercados que compreendem, respectivamente, as transacções de energia com entrega no dia seguinte ao da contratação e transacções referentes a ajustes ao programa de contratação obtido no mercado diário. Em ambos os casos a de liquidação é realizada por entrega necessariamente física.

O **Operador do Mercado Ibérico (OMI)** assumirá as funções do Operador do Mercado Ibérico pólo Português (OMIP) e do Operador do Mercado Ibérico pólo Espanhol (OMIE). O OMIP actua como entidade gestora do mercado a prazo e o OMIE como entidade gestora do mercado diário, mediante cumprimento prévio, para o efeito, das normas da Parte em cujo território têm a sua sede. Até dois anos após a entrada em funcionamento do MIBEL, o OMIP e o OMIE deverão integrar-se com vista à constituição de um único operador, o Operador de Mercado Ibérico.

(Acordo entre a República Portuguesa e o Reino de Espanha 2001)

A existência de agentes de dimensão muito diferente, como acontece no MIBEL, exige que se maximize a informação divulgada ao mercado, para precaver situações de desequilíbrio nas

condições de actuação. Com efeito, os agentes de maior dimensão têm naturalmente acesso a maior número de factos e ocorrências relevantes, os quais, com maior ou menor probabilidade, poderão condicionar os preços do mercado. Assim a informação adquire também no MIBEL um papel importante, e a busca de uma maior concorrência entre os diferentes agentes competidores exige que esta seja facultada de forma cuidada e igualitária. A informação a disponibilizar aos agentes, pelo Operador de Mercado, pode ser incluída num dos tipos seguintes:

- a) Informação confidencial:
 - i) Informação de negociação: contratos realizados, ofertas próprias, etc.;
 - ii) Informação de liquidação: ganhos e perdas, estado de garantias, etc., com diferentes periodicidades;
- b) Informação comum aos agentes de mercado:
 - i) Informação operacional caracterizadora do estado do mercado: ofertas, preços, índices, para os vários produtos;
 - ii) Informação de apoio à negociação: informação tratada para auxiliar a tomada de decisão e a elaboração de ofertas;
- c) Informação de carácter público:
 - i) Informação de mercado gerada no OMIP: produtos, preços, índices, volumes transaccionados, etc.;
 - ii) Informação operacional com origem nos agentes: indisponibilidades do parque electroprodutor, estado de enchimento de reservatórios hidráulicos, etc.;
 - iii) Informação operacional dos operadores de sistema: estado da rede, restrições de transporte, capacidade de interligação, incidentes de rede, etc.;
 - iv) Informação histórica e estatística: preços, volumes, índices, análises, relatórios, etc.;
 - v) Informação de outros mercados: gás, petróleo, etc.;
 - vi) Informação financeira;
 - vii) Informação de apoio: legislação, regulamentação, manuais dos procedimentos; ligações de interesse, etc.

No MIBEL, sendo o modelo em *pool* simétrico o preço final da energia e a quantidade transaccionada nos mercados diários e intradiários resulta do cruzamento das ofertas de compra e de vendas agregadas por ordem decrescente e crescente, respectivamente. Deste cruzamento das ofertas de compra e venda, quer para o mercado diário quer para o mercado intradiário resulta em gráficos semelhantes aos apresentados nas **Figuras 2-11 e 2-12**, referentes ao mercado diário.

ESPAÑA



Figura 2-11: Exemplo de cruzamento das ofertas de compra e venda no mercado diário para a Hora 1, em 15 de Março de 2008, no pólo espanhol (Fonte: OMEL).

PORTUGAL



Figura 2-12: Exemplo de cruzamento das ofertas de compra e venda no mercado diário para a Hora 1, em 15 de Março de 2008, no pólo português (Fonte: OMEL).

O facto dos preços serem diferentes para os dois pólos deve-se a que no MIBEL é utilizado o **Modelo Market Splitting**, para o tratamento de congestionamentos. Este modelo é adoptado, uma vez que, existem limites técnicos na capacidade de interligação entre o sistema eléctrico espanhol e o português, afectando a implementação dos despachos económicos resultantes das ofertas de compra e venda.

No **Modelo Market Splitting** - os diferentes agentes do Mercado Ibérico apresentam as suas ofertas de compra e venda especificando o país de origem, com base no seu encontro é calculado o preço do sistema ibérico, o qual pode constituir a referência para a liquidação dos contratos financeiros. Sempre que sejam identificados congestionamentos nas

interligações que impossibilitem a execução física do programa global diário (adicionando às ofertas encontradas no mercado *spot* os contratos bilaterais físicos (CBF) e os contratos resultantes dos mercados a prazo com entrega física) os operadores de sistema procedem à separação do mercado ibérico em áreas de controlo, a portuguesa e a espanhola, recalculado o preço em cada área introduzindo a capacidade da interligação como restrição. Produzem-se desta forma dois preços distintos (um para Portugal e outro para Espanha) e um programa na interligação igual à capacidade disponível, dirigido da área com o preço mais baixo para a área com o preço superior.

Mercado diário

O mercado diário é a plataforma negocial em que têm lugar a maioria das transacções. Neste mercado devem participar todas as unidades de produção, desde que não se encontrem vinculadas a um contrato bilateral físico, bem como os agentes externos registados como vendedores. A parte associada à carga do mercado diário corresponde aos distribuidores, comercializadores, consumidores elegíveis e agentes externos registados como compradores.

No mercado diário existe um único preço para cada hora, este corresponde ao preço marginal do referido mercado. Este mercado é um mercado equilibrado no qual, a energia vendida é igual à energia comprada. A remuneração a receber por cada vendedor é calculada através do produto da energia vendida pelo preço marginal horário. Da mesma forma, a importância a pagar pelos compradores de energia calculam-se através do produto da energia comprada pelo mesmo preço marginal horário.

As ofertas de venda de energia eléctrica que os vendedores no mercado intradiário apresentam ao **Operador do Mercado** podem ser simples ou incluir condições complexas motivadas pelo seu conteúdo. As ofertas simples são ofertas económicas de venda de energia, de 1 a 5 lanços, que os vendedores apresentam para cada período horário e unidade de venda ou de aquisição de que forem titulares. Estas ofertas simples expressam um preço e uma quantidade de energia, sendo o preço crescente em cada lanço. (REN)

As ofertas de venda que incluem condições complexas são aquelas que, cumprindo todos os requisitos exigidos para as ofertas simples, integram todas, alguma(s) das seguintes condições complexas:

- rampas de aumento/diminuição de potência;
- remuneração mínima;
- aceitação completa do primeiro lanço da oferta de venda;
- aceitação completa em cada hora do primeiro lanço da oferta de venda;

- condição de número mínimo de horas consecutivas de aceitação parcial ou completa do primeiro lanço da oferta de venda;
- energia máxima produzida.

À semelhança das ofertas de venda, as ofertas de compra podem ser simples ou integrar condições complexas, análogas às das ofertas de venda, com a excepção da condição de remuneração mínima. Esta condição é equivalente à de entrada mínima aplicada às compras de energia, que sairão despachadas no caso do custo ser superior a um valor fixo expresso em euros adicionado de uma componente variável expressa em €/kWh concertado.

O **Operador do Mercado** realizará a casamento das ofertas de compra e venda de energia eléctrica por meio do método de concertação simples ou complexo, segundo existam ofertas simples ou caso existam condições complexas. Sendo o método de casamento simples aquele que obtém de forma independente o preço marginal, bem como o volume de energia eléctrica que se aceita para cada oferta de compra e de venda para cada período horário de programação.

O método de casamento complexo obtém o resultado do despacho a partir do método simples, ao que se adiciona a condição de aumento/diminuição da potência, obtendo-se o despacho simples condicionado. Mediante um processo repetitivo executam-se vários despachos simples condicionados até todas as unidades de venda e aquisição concertadas respeitem as condições complexas declaradas, sendo esta solução a primeira solução final provisória. Mediante um processo repetitivo obtém-se a primeira solução final definitiva que respeita a capacidade máxima de interligação internacional. Tanto no método de casamento simples como no complexo assegurar-se-á que não seja despachada nenhuma oferta que implique o não cumprimento das limitações impostas pelo **Operador do Sistema** por segurança, ou que ao não se poderem cumprir as referidas limitações, as ofertas casadas permitem aproximar-se do seu cumprimento. O preço em cada período horário de programação será igual ao preço do último lanço da oferta de venda da última unidade de produção cuja aceitação tenha sido necessária para atender total ou parcialmente as ofertas de aquisição a um preço igual ou superior ao preço marginal.

Mercado Intradiário

O mercado intradiário é estruturado actualmente em seis sessões com a distribuição de horários por sessão apresentada na **Tabela 2-1**.

	SESSÃO 1 ^o	SESSÃO 2 ^a	SESSÃO 3 ^a	SESSÃO 4 ^a	SESSÃO 5 ^a	SESSÃO 6 ^a
Abertura de sessão	16:00	21:00	01:00	04:00	08:00	12:00
Encerramento de sessão	17:45	21:45	01:45	04:45	08:45	12:45
Concertação	18:30	22:30	02:30	05:30	09:30	13:30
Recepção de desagregações de programa	19:00	23:00	02:45	05:45	09:45	13:45
Análise de restrições	19:10	23:10	03:10	06:10	10:10	14:10
Publicação PHF	19:20	23:20	03:20	06:20	10:20	14:20
Horizonte de programação (períodos horários)	28 horas (21-24)	24 horas (1-24)	20 horas (5-24)	17 horas (8-24)	13 horas (12-24)	9 horas (16-24)

Tabela 2-1: Organização temporal do mercado intra diário (fonte: OMEL)

Por cada unidade de produção ou aquisição poderão ser apresentadas múltiplas ofertas de compra ou venda. Cada sessão do mercado intradiário é equilibrada em termos de energia, igualando a quantidade a pagar pelos vendedores à quantidade a pagar pelos compradores. Cada sessão do mercado intradiário tem um preço único para compradores e vendedores, correspondente ao preço marginal da sessão.

Poderão apresentar ofertas de venda de energia eléctrica todos os agentes habilitados para apresentar ofertas de venda de energia eléctrica no mercado diário e que tivessem participado na sessão do mercado diário correspondente ou executado um contrato bilateral, ou que não tivessem participado por estar indisponíveis e ficassem posteriormente disponíveis. Podem também participar agentes, entre os habilitados para apresentar ofertas de aquisição no mercado diário, que tenham participado na sessão do mercado diário correspondente sobre a qual é aberta a sessão do mercado intra diário, ou executado um contrato bilateral físico. Os citados agentes só poderão participar no mercado intradiário para os períodos horários de programação que corresponderem aos incluídos na sessão do mercado diário na qual participaram ou não o fizeram por estar indisponíveis.

2.4.3 Comercialização

A comercialização de electricidade encontra-se inteiramente aberta à concorrência. Os comercializadores podem comprar e vender electricidade livremente e têm o direito de aceder às redes de transporte e de distribuição mediante o pagamento de tarifas de acesso estabelecidas. Os consumidores podem escolher o seu comercializador e trocar de comercializador sem quaisquer encargos adicionais.

Os comercializadores estão sujeitos a certas obrigações de serviço público no que respeita à qualidade e ao abastecimento contínuo de electricidade e também a fornecer acesso à informação em termos simples e compreensíveis, de acordo com o DL n.º 29 de 2006.

“...A actividade de comercialização de electricidade é livre, ficando, contudo, sujeita a atribuição de licença pela entidade administrativa competente, definindo-se, claramente, o elenco dos direitos e dos deveres na perspectiva de um exercício transparente da actividade. No exercício da sua actividade, os comercializadores podem livremente comprar e vender electricidade. Para o efeito, têm o direito de acesso às redes de transporte e de distribuição de electricidade, mediante o pagamento de tarifas reguladas. Os consumidores, destinatários dos serviços de electricidade, podem, nas condições do mercado, escolher livremente o seu comercializador, não sendo a mudança onerada do ponto de vista contratual. Para o efeito, os consumidores são os titulares do direito de acesso às redes...” (DL nº29 de 2006)

2.4.4 Operação das Redes

Operador da Rede Nacional de Transporte

O operador da rede nacional de transporte (RNT) de electricidade em Portugal Continental (REN) é independente, do ponto de vista jurídico e patrimonial, das restantes actividades do sector eléctrico.

O DL nº29 de 2006 apresenta define o transporte de electricidade da seguinte forma:

“...A actividade de transporte de electricidade é exercida mediante a exploração da rede nacional de transporte, a que corresponde uma única concessão exercida em exclusivo e em regime de serviço público. Esta actividade é separada jurídica e patrimonialmente das demais actividades desenvolvidas no âmbito do sistema eléctrico nacional, assegurando-se a independência e a transparência do exercício da actividade e do seu relacionamento com as demais. Considerando que a rede nacional de transporte assume um papel crucial no sistema eléctrico nacional, a sua exploração integra a função de gestão técnica global do sistema, assegurando a coordenação sistémica das instalações de produção e de distribuição, tendo em vista a continuidade e a segurança do abastecimento e o funcionamento integrado e eficiente do sistema....”

A REN - Redes Energéticas Nacionais, SGPS, S. A., é a sociedade *holding* que agrupa quatro concessões de serviço público:

- Transporte de energia eléctrica em muito alta tensão;
- Transporte de gás natural em alta pressão;
- Recepção, armazenamento e regaseificação de gás natural;
- Armazenamento subterrâneo de gás natural.

O agrupamento destas actividades reguladas sob uma única empresa independente dos agentes de mercado vem, assim, garantir a realização das correspondentes sinergias de operação e, tal como preconizado nas estratégias nacional e europeia para a energia, a efectiva separação da rede de transporte de electricidade, como forma de garantir a liberdade de acesso à mesma por todos os agentes, em condições de equidade e transparência.

A REN tem como missão garantir o fornecimento ininterrupto de electricidade e gás natural, ao menor custo, satisfazendo critérios de qualidade e de segurança, mantendo o equilíbrio entre a oferta e a procura em tempo real, assegurando os interesses legítimos dos intervenientes no mercado e conjugando as missões de operador de sistema e de operador da rede que lhe estão cometidas. A actuação da REN, segundo (REN 2007), rege-se pelos seguintes quatro vectores:

- garantia de abastecimento;
- imparcialidade;
- eficiência;
- sustentabilidade.

Para melhorar a competitividade do MIBEL a nível ibérico é essencial aumentar o número de interligações com Espanha. Na sequência de estudos conjuntos com a congénere espanhola REE, a REN, SA prevê, no horizonte 2010-2012, um aumento da capacidade de interligação dos actuais 1800 MW para cerca de 3000 MW através da construção de mais duas novas interligação.

Operadores da Rede de Distribuição

A distribuição de electricidade processa-se através da exploração da rede nacional de distribuição (RND) constituída por infra-estruturas ao nível da alta e média tensão, assim como da exploração das redes de distribuição de baixa tensão. A rede nacional de distribuição é operada através de uma concessão exclusiva atribuída pelo Estado Português. Actualmente, a concessão exclusiva para a actividade de distribuição de electricidade em alta e média tensão pertence à EDP Distribuição. As redes de distribuição em baixa tensão continuam a ser operadas no âmbito de contratos de concessão estabelecidos entre os municípios e os distribuidores, actualmente concentrados na EDP Distribuição.

O principal operador da rede de distribuição é a EDP - Distribuição que detém o exclusivo da distribuição em média e alta tensão e distribui energia eléctrica em baixa tensão na quase totalidade do território de Portugal Continental. Exercem ainda actividade na distribuição de energia eléctrica dez pequenos distribuidores em baixa tensão que , em conjunto, distribuem energia eléctrica a cerca de 30 mil clientes.

A EDP Distribuição, enquanto operador da rede de distribuição, é obrigada pelo Regulamento Tarifário a separar contabilisticamente as seguintes actividades:

- Distribuição de Energia Eléctrica;
- Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte;
- Comercialização de Redes, que inclui a gestão do processo de mudança de comercializador.

O DL n.º 29/2006, de 15 de Fevereiro, transpõe a Directiva 2003/54/CE para o direito nacional, impondo a separação entre a actividade de operação de redes e a actividade de comercialização de último recurso.

O Regulamento de Relações Comerciais estabelece que a EDP Distribuição deve elaborar um Código de Conduta com as regras a observar pelos responsáveis das actividades dos operadores de distribuição, no que se refere à independência, imparcialidade, isenção e responsabilidade dos seus actos, designadamente no relacionamento entre eles e os responsáveis pela operação da rede de transporte, os produtores, os comercializadores de último recurso, os comercializadores e os clientes.

2.4.5 Gestão técnica

A gestão dos serviços auxiliares e dos desvios é realizada pelo Operador do Sistema e têm como objectivo que o resultado do fecho do mercado se concretize, respeitando as condições de qualidade e fiabilidade estabelecidas, bem como que, a produção e o consumo se encontram permanentemente equilibrados.

Os desvios comunicados pelos agentes têm que ser pagos, na proporção do produto do desvio comunicado pelo preço marginal horário. A compensação dos desvios é remunerada da mesma forma. Os sobre custos produzidos são afectos aos agentes responsáveis pela origem dos desvios.

Os produtores que participem no mercado grossista são obrigados a ter uma margem de produção, permitindo a existência de uma garantia de potência, remunerada mensalmente. Os comercializadores, consumidores e agentes externos pagam um preço por esta garantia de potência, produto da energia adquirida por hora pelo preço correspondente da mesma.

Os **Operadores do Sistema** de cada uma das partes são responsáveis pelos processos de gestão técnica do sistema, isto é, aqueles que resultam de assegurar o fornecimento de

energia eléctrica nas condições adequadas de qualidade, fiabilidade e segurança mediante a gestão de desvios e serviços auxiliares.

No caso do pólo português do MIBEL a REN é a empresa responsável por exercer as funções de Operador do Sistema. Estes operadores não podem, em caso algum, realizar operações de comercialização de energia eléctrica, sem prejuízo de um período transitório. A REN actua como o gestor técnico global do SEN. Esta função envolve essencialmente a programação e monitorização do equilíbrio entre a oferta das unidades de produção e a procura global de energia eléctrica, com o apoio do controlo em tempo real de instalações e seus componentes de forma a corrigir, em tempo real, os desequilíbrios. No âmbito da gestão da RNT, a REN é também responsável pela programação das trocas internacionais de energia e pela gestão dos mecanismos destinados a lidar com os congestionamentos nas interligações.

2.4.6 Regulação

A liberalização do sector eléctrico implicou também a definição clara do papel dos diversos intervenientes na regulamentação e na regulação. O Estado assume aqui essencialmente um papel de legislador / regulamentador através de um conjunto de instituições que constituem uma verdadeira rede de entidades especializadas. As políticas públicas da energia carecem do envolvimento articulado de diversas instituições, designadamente:

- Direcção-Geral de Geologia e Energia (DGEG) - administração energética - proposta de definição, aplicação e acompanhamento da execução das políticas do Governo;
- Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) - regulação dos dois vectores energéticos servidos por rede (electricidade e gás);
- Autoridade da concorrência - monitorização e controlo do cumprimento das regras da concorrência pelos agentes económicos;
- Instituições no âmbito do Ministério das Cidades, Ordenamento do Território e Ambiente, do Ministério das Obras Públicas, Transportes e Habitação e do Ministério das Finanças.

A regulação pode ser definida como sendo uma actividade mediante a qual são estabelecidas regras para o exercício de uma determinada actividade visando acompanhar o funcionamento das empresas reguladas, corrigindo os efeitos perversos originados pela actuação em regime de monopólio ou mercado imperfeito e induzindo ou forçando a adopção de comportamentos mais adequados aos agentes envolvidos.

A actividade de regulação incide em duas grandes áreas:

- áreas de um sector económico onde, por diversas razões, a competição não existe, ou onde não é possível estabelecer mecanismos de mercado. Nesta situação, estas áreas são exploradas em regime de monopólio em relação aos quais deverão ser especificadas regras claras para o exercício da sua actividade, ou seja, deverão ser sujeitos a regulação;
- áreas de um sector onde a competição é possível mas, por diversas razões, é exercida de forma imperfeita. Os mercados eléctricos revelam-se, em regra geral, bastante imperfeitos devido, por exemplo;
 - à excessiva concentração de meios de produção em algumas empresas;
 - à assimetria da informação disponível em diversas entidades;
 - à não completa separação das diversas áreas de actividade com a consequente possibilidade de existência de mecanismos de subsídio cruzada entre diversas delas;
 - à necessidade de sujeitar os resultados do despacho às leis de Kirchoff;
 - à dificuldade de armazenar grandes quantidades de energia para utilização quando os consumos forem maiores.

À ERSE compete supervisionar o funcionamento do SEP e regular as actividades exercidas no âmbito do SEP, nomeadamente fixar tarifas e preços para a electricidade e para os outros serviços fornecidos pela REN e pelos detentores de licenças vinculadas de distribuição.

Estas actividades são desenvolvidas ao abrigo dos seguintes regulamentos:

- Regulamento Tarifário - estabelece as disposições aplicáveis e os critérios e métodos para a formulação e definição de tarifas e preços de energia eléctrica a prestar pelas entidades por ele abrangidas;
- Regulamento das Relações Comerciais - regula o funcionamento das relações comerciais dentro do SEP, e as relações comerciais entre o SEP e o Sistema Eléctrico Não Vinculado (SENV);
- Regulamento do Acesso às Redes e às Interligações - estabelece as disposições relativas às condições técnicas e comerciais para acesso às redes do SEP e às interligações.

A **Direcção Geral de Energia e Geologia (DGEG)** é responsável pelo planeamento e desenvolvimento do Sistema Eléctrico Público (SEP), incluindo a aprovação, emissão, alteração e revogação de licenças de produção e distribuição, bem como pela preparação, todos os 2 anos e em conjunto com a REN, dos planos de expansão da rede do SEP, sujeitos a aprovação do Ministério da Economia.

Os proveitos permitidos e as formas de regulação económica das diversas actividades reguladas encontram-se no Regulamento tarifário. Nas actividades reguladas por custos o principal parâmetro de regulação é a taxa do custo de capital, valor utilizado como taxa de remuneração de base dos activos aceites para regulação. Este parâmetro é calculado no início de cada período de regulação. Nos últimos períodos regulatórios, este parâmetro foi determinado através de estudos desenvolvidos internamente. O método de cálculo utilizado tem-se baseado na metodologia do *Capital Asset Pricing Model* (CAPM).

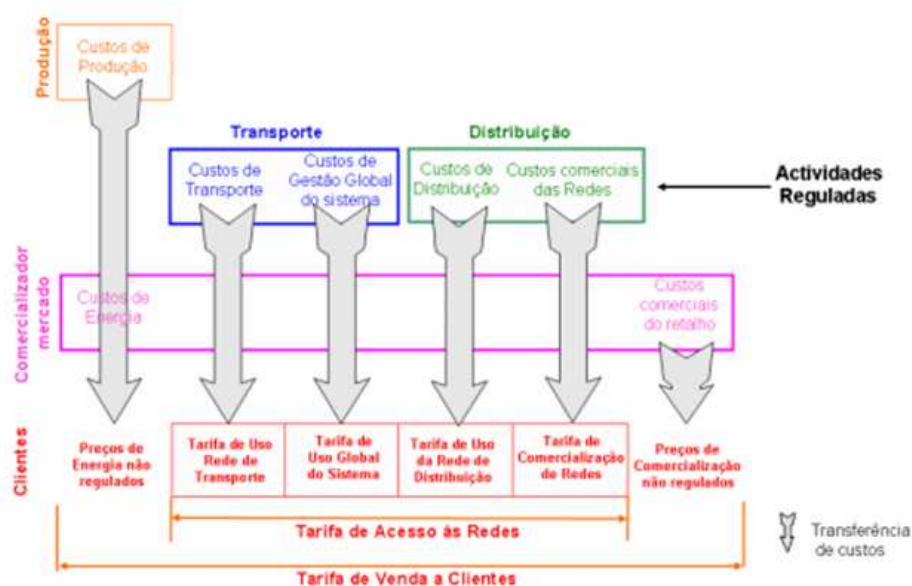


Figura 2-13: Composição das tarifas (fonte: EDP).

O Regulamento Tarifário (RT) define a estrutura tarifária, os proveitos permitidos às empresas reguladas do sector, os procedimentos de fixação, alteração e publicitação das tarifas e as obrigações em matéria de prestação de informação. Na **Figura 2-13** é apresentada a composição da tarifa para o preço final da energia, sendo descritos as diferentes partes que a compõe.

O Regulamento Tarifário define, para além da metodologia de determinação do nível de proveitos a proporcionar por cada tarifa, o essencial da metodologia de cálculo tarifário e a forma de determinação da estrutura das tarifas.

A metodologia de cálculo dos proveitos permitidos e das tarifas reguladas publicada no Regulamento Tarifário assegura a estabilidade reguladora e transparência, contribuindo para a eficiência do mercado e para a confiança dos agentes.

As tarifas são estabelecidas de acordo com os seguintes princípios:

- igualdade de tratamento de oportunidades;
- transparência e simplicidade na formulação e fixação das tarifas;
- eficiência na afectação de custos, assegurando a inexistência de subsidiasções cruzadas;
- eficiência económica na utilização eficiente das redes e da energia eléctrica;
- contribuição para a melhoria das condições ambientais, permitindo maior transparência na utilização de energias renováveis e endógenas e o planeamento e gestão dos recursos energéticos.

Os vários passos metodológicos e os parâmetros a utilizar no cálculo das tarifas encontram-se claramente definidos no Regulamento Tarifário, o que permite aos agentes económicos antever as decisões em matéria tarifária. Neste documento caracteriza-se o sistema tarifário e apresenta-se a estrutura tarifária e a metodologia de cálculo que lhe está subjacente.

A separação de actividades reguladas é fundamental para o estabelecimento de um sistema tarifário equitativo que reflecta os custos de forma a proporcionar maior transparência e garantir a não existência de subsidiasções cruzadas entre actividades, nomeadamente entre actividades exercidas em regime de concorrência e outras em regime de monopólio.

A garantia da inexistência de subsídios cruzados nas tarifas de venda a clientes finais e nas tarifas de acesso, impõe que as tarifas sejam determinadas de forma aditiva. Para que cada cliente pague na medida dos custos que causa no sistema, torna-se necessário que a tarifa que lhe é aplicada seja composta pelas tarifas por actividade que, por sua vez, são determinadas com base nos diferentes custos por actividade. Consequentemente, para que os sinais preço das tarifas de venda a clientes finais transmitam eficiência e sejam justos é também necessário que as tarifas por actividade reflectam os respectivos custos.

2.4.7 Segurança do abastecimento

A segurança de abastecimento na Península Ibérica é considerada como sendo um dos pontos mais cruciais para o sucesso de implementação do MIBEL. O mercado deve fornecer sinais económicos aos investidores que levem à construção atempada de novas centrais eléctricas, de forma a que o abastecimento de energia eléctrica nunca seja posto em causa. Neste âmbito, o DL nº 29 de 2006 indica que:

“...A segurança do abastecimento é garantida pelo Estado, através da adopção de medidas adequadas ao equilíbrio entre a oferta e a procura, designadamente as respeitantes à gestão

técnica global do sistema, à diversificação das fontes de abastecimento e ao planeamento, construção e manutenção das instalações necessárias. Compete à Direcção-Geral de Geologia e Energia a monitorização da segurança do abastecimento, com a colaboração da entidade concessionária da rede nacional de transporte...”

Caso o mercado seja capaz de fornecer aos investidores os sinais económicos de preços que levem à construção de novas unidades de produção, não se torna necessário prever mecanismos de regulação que dissociem o valor da capacidade de energia eléctrica disponível do preço da energia eléctrica.

Por outro lado, se estes sinais económicos de preços não incentivarem os investidores a construir novas unidades de produção, será necessário reforçar estes sinais através da remuneração pela capacidade de energia eléctrica disponível que cada um dos diferentes produtores apresente no mercado.

Embora este procedimento constitua um forte incentivo à construção de novas centrais eléctricas, não implica que a margem de reserva adequada seja alcançada. Desta forma, a implementação de um mecanismo de monitorização da margem de reserva do sistema Ibérico é de grande importância para a segurança de abastecimento de electricidade a curto e longo prazo.

De acordo com este raciocínio, deverá ser implementado no MIBEL um processo de monitorização da margem de reserva que permita activar concursos para concessionar a construção de novas centrais eléctricas, sempre que a margem de reserva da capacidade se mostrar insuficiente.

A implementação destes procedimentos requer a definição de critérios de recuperação dos custos resultantes dessas decisões. Por este motivo, considera-se importante a implementação de uma tarifa regulada específica, para que o abastecimento de energia eléctrica em toda a Península Ibérica seja garantido. Esta tarifa adicional deve ser paga por todos os clientes do sistema, ou seja, pelos consumidores de energia eléctrica.

Neste âmbito, ainda, a Directiva 2005/89/CE do Conselho e do Parlamento Europeu, relativa às *Medidas de salvaguarda da segurança do abastecimento e do investimento do equipamento*, estabelece como objectivo para os estados membros os seguintes:

“... garantir a segurança de abastecimento; assim como o correcto funcionamento do mercado interno, assegurando:

- Um nível adequado da capacidade de produção;*
- Um equilíbrio adequado entre a oferta e a procura;*

- *Um nível apropriado de interligação com outros Estados Membros para o desenvolvimento do mercado interno.*
- *criar políticas de segurança de abastecimento de electricidade, transparentes, estáveis e compatíveis com o mercado interno...*

2.5 Situação actual do MIBEL

A procura de electricidade no MIBEL em Dezembro de 2007 foi de 28 265 GWh, o que corresponde a um crescimento de 3,6% em relação ao mesmo mês do ano anterior. Por mercados, a procura cresceu 2,8% no mercado português e 3,8% no mercado espanhol. Em 2007 a procura no MIBEL cresceu 2,6% em termos homólogos, com um crescimento de 1,8% e 2,7% nos mercados português e espanhol, respectivamente, tal como se encontra apresentado na **Figura 2-14**.

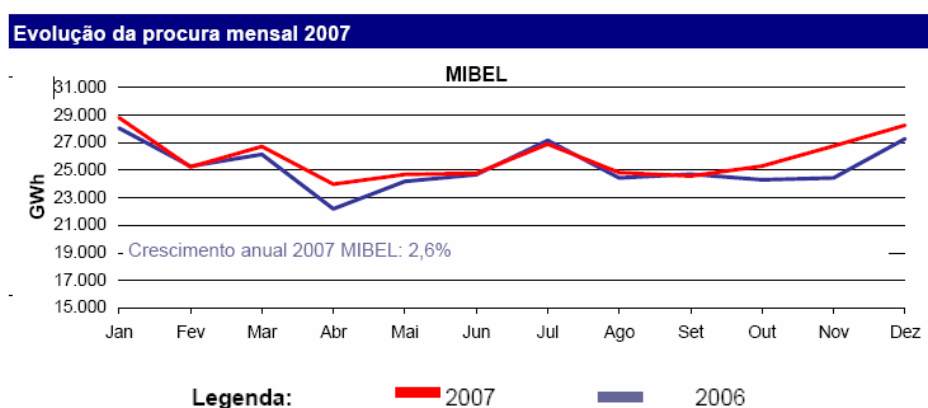


Figura 2-14: Evolução da procura mensal do MIBEL em 2007 (fonte: ERSE).

Os valores médios dos preços para o mercado diário e intradiário em Março de 2008 encontram-se apresentados nas **Figuras 2-15** e **2-16**. Nas mesmas pode-se verificar que os preços médios diários são diferentes em Portugal e em Espanha. Tal facto deve-se à utilização do mecanismo de **Market splitting** que se verifica em certas alturas do dia devido a congestionamentos nas interligações entre a rede eléctrica portuguesa e a rede espanhola.

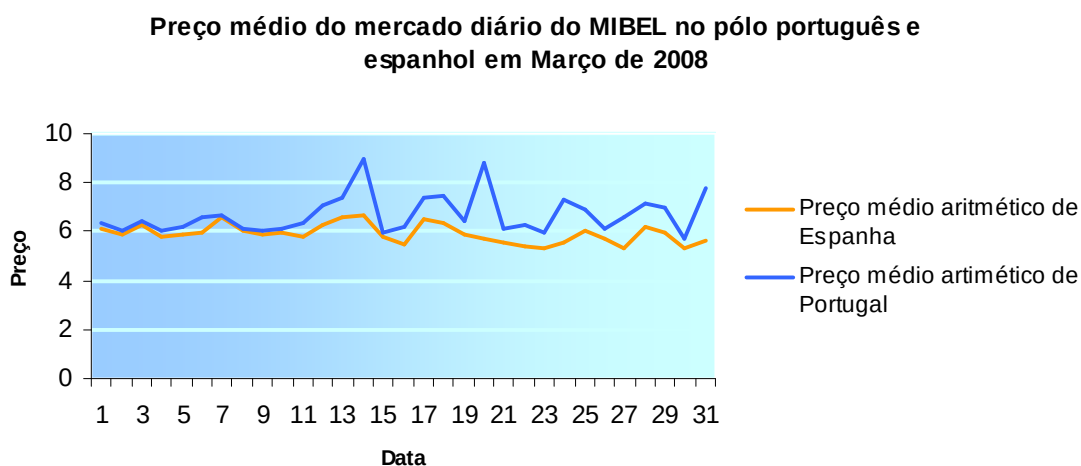


Figura 2-15: Preço médio do mercado diário em Março de 2008, para o pólo português e espanhol. (fonte: ERSE)

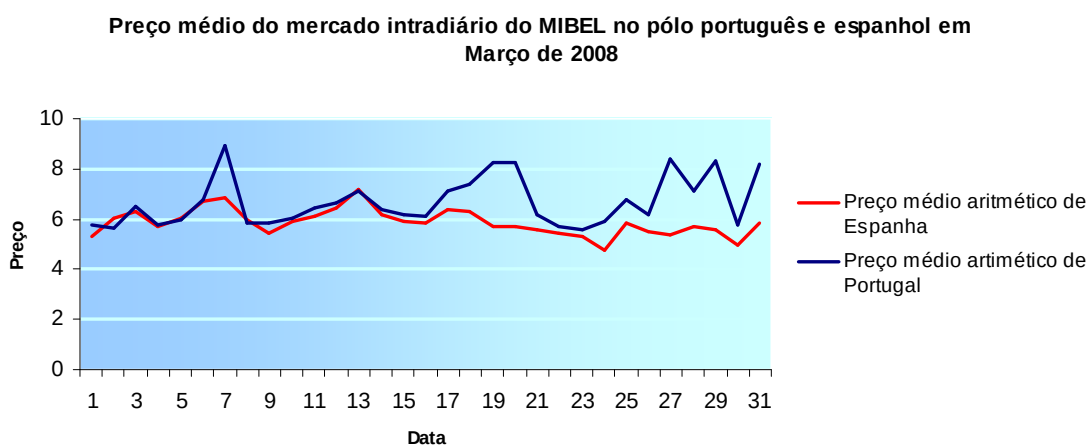


Figura 2-16: Preço médio do mercado intra diário em Março de 2008, para o pólo português e espanhol. (fonte: ERSE)

Na **Figura 2-17** apresenta-se a evolução do número de consumidores, bem como os mercados a que estes se encontram afectos. Esta evolução está relacionada com o alargamento dos critérios de elegibilidade para os clientes do Mercado liberalizado, o número de clientes deste mesmo mercado registou um aumento considerável em 2005.

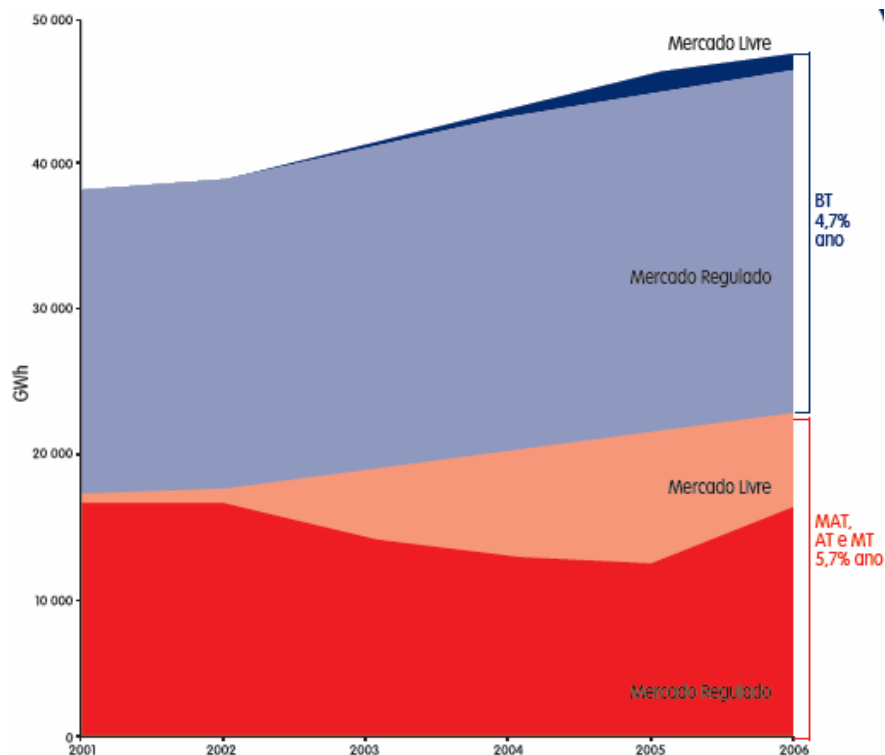


Figura 2-17: Estrutura da energia saída das redes de distribuição no Mercado Regulado e Mercado no livre. (fonte: EDP - Distribuição)

Na Figura 2-18 são apresentados os números dos clientes da EDP - Distribuição, nesta figura é patente a reduzida percentagem de consumidores que então pertenciam ao mercado liberalizado em 2006. Tal facto deve-se não só à aos critérios de elegibilidade, mas também à instabilidade nos preços do barril de petróleo, que tornava os preços praticados no mercado regulado mais atractivos.

Clientes das Redes EDP Distribuição	
Mercado Regulado e Mercado Livre	
2006	
MAT (Muito Alta Tensão)	21
AT (Alta Tensão)	184
MT (Média Tensão)	22 067
BTE (Baixa Tensão Especial)	31 041
BTN (Baixa Tensão Normal)	5 887 612
IP (Iluminação Pública)	46 971
Total	5 987 896
Inclui empresas do Grupo EDP	
Mercado Livre	
2006	
MAT	1
AT	2
MT	2 112
BTE	5 923
BTN	18 161
Total	26 199

Figura 2-18: Número de clientes das redes da EDP - Distribuição. (fonte: EDP - Distribuição)

Capítulo 3

Formulação Matemática dos Operadores de Mercado e de Sistema

3.1 Aspectos Gerais

Neste capítulo será apresentado de forma detalhada o modelo matemático da aplicação desenvolvida que simula os Operadores de Mercado e de Sistema do Mercado de Electricidade, adoptando o modelo DC de trânsito de potências. Em seguida, no capítulo 4 serão descritos os procedimentos que tornarão possível a implementação, em *MATLAB*, dos principais módulos do simulador do Operador de Mercado e do Operador de Sistema.

A aplicação desenvolvida é constituída por quatro blocos principais. Um primeiro no qual é realizada a aquisição de dados - rede, propostas de compra/venda e contratos bilaterais - e mais três blocos, constituídos pelos módulos desenvolvidos. Na **Figura 3.1** é apresentado o fluxograma conceptual de funcionamento da aplicação.

O primeiro módulo corresponde ao módulo do Operador de Mercado. Neste módulo é simulado um *pool* simétrico, através do cruzamento das ofertas de compra e venda de energia eléctrica, determinando-se o preço de mercado e as propostas de compra e venda aceites, de tal forma que se efectua um despacho provisório.

O segundo módulo corresponde ao Operador de Sistema. Neste é analisado o despacho provisório anteriormente obtido. Este pré-despacho económico é analisado tendo em conta os limites técnicos dos ramos da rede de transporte, as rampas de variação de potência, a indivisibilidade do primeiro escalão das propostas de venda dos geradores e os limites de produção dos geradores.

O terceiro módulo é activado quando pelo menos uma das restrições referidas é violada, como por exemplo o trânsito de potência num determinado ramo excede o seu limite. Neste é modelizado o sistema através do modelo DC para o trânsito de potência, e é executado um algoritmo que procura encontrar um novo ponto de operação do sistema, o mais próximo possível do ponto economicamente óptimo obtido no *pool*. Para encontrar este ponto de operação do sistema recorreu-se ao algoritmo *Simulated Annealing*.

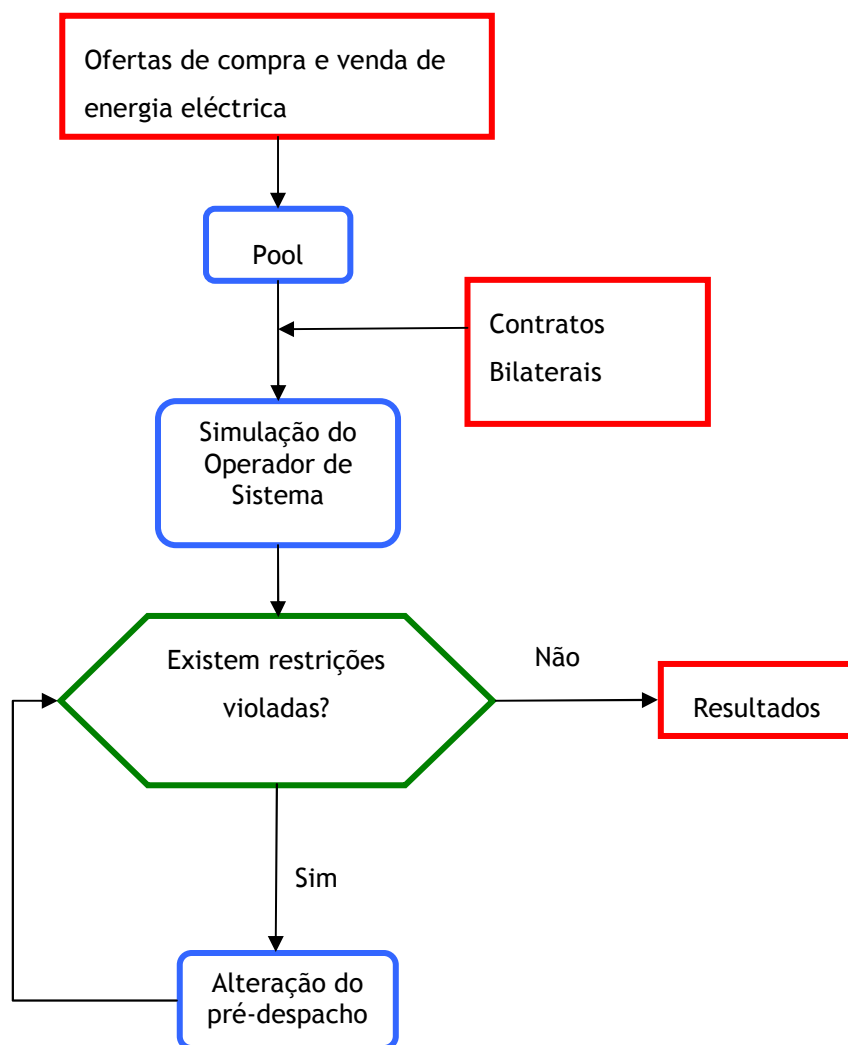


Figura 3-1: Fluxograma do funcionamento da aplicação desenvolvida.

3.2 Operador de Mercado

3.2.1 Modelo do Pool Simétrico

Na formulação monopériodo do *pool* simétrico os períodos são considerados de forma isolada, não tendo em conta as restrições intertemporais associadas, por exemplo, aos grupos produtores. Para cada período é executado um leilão, no qual se procura maximizar o benefício social líquido correspondente à actividade dos consumidores e dos produtores.

(Gomes B., 2005)

Nesta formulação considera-se que a carga apresenta alguma elasticidade face ao preço da energia. Desta forma, a elasticidade da procura também influencia o mercado e não unicamente a competição entre os diferentes produtores.

As propostas de compra são ordenadas por ordem decrescente de preços, e as propostas de venda são ordenadas por ordem crescente. A intersecção das duas curvas de ofertas correspondentes às propostas de venda e às propostas de compra permite-nos obter um ponto em que a ordenada corresponde ao *market clearing price*, e a abcissa à *market clearing quantity*. O preço de mercado corresponde ao preço da energia eléctrica para o qual há ofertas de compra cujo preço oferecido é igual ou superior ao preço das ofertas de venda aceites.

O preço de mercado corresponde a um preço marginal, no sentido em que seria o preço a que se remuneraria uma unidade extra de energia se o valor da carga aumentasse de uma unidade. Este preço corresponde ao preço oferecido pelo último gerador a ser despachado no *pool*, assumindo este gerador um poder grande sobre o mercado, principalmente quando a diferença entre a capacidade de produção instalada e a carga da rede é reduzida. Assim, este tipo de organização de mercado funciona melhor quando o número de agentes é elevado, não existindo domínio do mercado por parte de nenhum deles. O leilão monopériodo pode ser formulado de acordo com (3.1) a (3.4).

$$\text{Max} \quad Z = \sum_{i=1}^{N_D} C_{Di} \cdot P_{Di} - \sum_{j=1}^{N_G} C_{Gj} \cdot P_{Gj} \quad (3.1)$$

$$\text{Sujeito a} \quad 0 \leq P_{Di} \leq P_{Di}^{\max}, \forall_i \quad (3.2)$$

$$0 \leq P_{Gj} \leq P_{Gj}^{\max}, \forall_j \quad (3.3)$$

$$\sum_{j=1}^{N_G} P_{Gj} = \sum_{i=1}^{N_D} P_{Di} \quad (3.4)$$

Nesta formulação,

P_{Di}	proposta de compra i ;
P_{Gj}	proposta de venda j ;
$P_{Di}^{\max}$	valor máximo da proposta de compra i ;
$P_{Gj}^{\max}$	valor máximo da proposta de venda j ;
C_{Di}	preço da proposta de compra i ;
C_{Gj}	preço da proposta de venda j ;
N_D	número de propostas de compra;
N_G	número de proposta de venda.

A função objectivo Z dada por (3.1), corresponde à diferença entre os somatórios dos valores monetários associados às propostas de compra e de venda aceites. O primeiro somatório é referente às propostas de compra apresentadas e aceites no mercado, multiplicadas pelos seus respectivos preços de aquisição. O segundo somatório é referente às propostas de venda apresentadas e aceites pelo mercado, multiplicadas pelos seus respectivos preços de venda. A diferença entre os dois somatórios corresponde ao benefício social líquido e está associada à área existente entre a curva agregada das propostas de compra e de venda.

3.3 Consideração de restrições intertemporais e de sistema

3.3.1 Aspectos Gerais

Após a execução do *pool* deverão ser verificadas diversas restrições. Na aplicação desenvolvida para além das restrições apresentadas no *pool* simétrico, deverão também ser respeitadas as seguintes restrições:

- indivisibilidade do 1º escalão das ofertas de venda de energia;
- remuneração mínima dos geradores, no total dos períodos;
- variação máxima da produção dos geradores;
- trânsito de potência máximo nos ramos da rede.

A primeira condição impõe que o primeiro escalão incluído na oferta de cada gerador para um determinado período deverá ser aceite na sua totalidade, sempre que este gerador seja despachado nesse mesmo período.

A segunda condição pretende garantir que o somatório da remuneração de cada gerador, no total do dia, seja superior a um determinado valor por ele estipulado.

A terceira condição exige que a variação de produção de um dado grupo gerador, entre dois períodos horários consecutivos, não exceda um determinado limite técnico associado à natureza técnica deste grupo produtor.

A última condição está associada ao meio físico no qual será veiculada a energia transaccionada no mercado, podendo existir na rede ramos congestionados, obrigando a alterar o despacho inicialmente obtido, de modo a evitar sobrecargas nos ramos da rede.

Este tipo de restrições aumenta a complexidade do problema em análise, não sendo fácil resolvê-lo através dos métodos clássicos. Por esta razão, recorreu-se a uma meta-heurística para o resolver, neste caso o *Simulated Annealing*.

3.3.2 Formulação Matemática do problema

A resolução do problema assenta na execução do algoritmo de *Simulated Annealing*, nas situações em que alguma das restrições impostas não seja respeitada. Assim, a aplicação desenvolvida adiciona ao pré-despacho obtido no *pool* os contratos bilaterais, analisando as restrições anteriormente apresentadas. A formulação matemática do problema multiperíodo é dada por (3.5) a (3.13).

$$\max Z = \sum_{t=1}^{N_p} \left[\sum_{i=1}^{N_D} C_{Dit} \cdot P_{Dit} - \sum_{m=1}^{N_G} \sum_{j=1}^{Nbm} C_{Gmjt} \cdot P_{Gmjt} \right] \quad (3.5)$$

Sujeito a

$$0 \leq P_{Dit} \leq P_{Dit}^{máx}, \forall_{i,t} \quad (3.6)$$

$$0 \leq P_{Gmjt} \leq P_{Gmjt}^{máx}, \forall_{m,j,t} \quad (3.7)$$

$$u_{mt} \cdot P_{Gm}^{\min} \leq \sum_{j=1}^{Nbm} P_{Gmjt} \leq u_{mt} \cdot P_{Gm}^{máx}, \forall_{m,t} \quad (3.8)$$

$$|P_{Gm(t+1)} - P_{Gmt}| \leq R_{Gm}, \forall_{m,t} \quad (3.9)$$

$$P_{Gm,j=1,t} = u_{mt} \cdot P_{Gmt}^{\min}, \forall_{m,t} \quad (3.10)$$

$$\sum_{t=1}^{N_p} \left[\sum_{j=1}^{Nbm} \lambda_t \cdot P_{Gmjt} \right] \geq \text{rent min}_m, \forall_m \quad (3.11)$$

$$\sum_{m=1}^{N_G} \sum_{j=1}^{Nbm} P_{Gmjt} = \sum_{i=1}^{N_D} P_{Dit}, \forall_t \quad (3.12)$$

$$F_{klt}^{pot\min} \leq F_{klt}^{pot} \leq F_{klt}^{pot\max}, \forall_t, \forall_{kl} \quad (3.13)$$

Nesta formulação,

$P_{Gm}^{\min}$	potência mínima do gerador m;
$P_{Gm}^{\max}$	potência máxima do gerador m;
C_{Dit}	preço da proposta de compra do agente i no período t;
P_{Dit}	quantidade de energia comprada pelo agente i, no período t;
C_{Gmjt}	preço da proposta de venda do gerador m, bloco j, no período t;
P_{Gmjt}	potência vendida pelo gerador m, bloco j, no período t;
$P_{Dit}^{\max}$	potência máxima a comprar pelo agente i no período t;
$P_{Gmjt}^{\max}$	potência máxima a vender pelo gerador m, bloco j, no período t;
$rent_{\min}$	remuneração mínima a obter pelo gerador m ao longo de um dia completo. É dada pelo somatório ao longo das horas do dia de $a + b \cdot P_{Gmt}$, em que P_{Gmt} é, por sua vez, o somatório das potências atribuídas aos Nbm blocos incluídos na proposta de venda do gerador m;
u_{mt}	variável binária associada ao gerador m no período t. Assume o valor 1 se o gerador for despachado e 0 no caso contrário;
R_{Gm}	variação máxima de produção do gerador m entre dois períodos consecutivos;
λ_t	preço de mercado no período t;
P_{Gmt}	potência atribuída ao gerador m no período t, correspondente à soma das potências associadas aos blocos da proposta do gerador m, no período t;
$P_{Gm,j=1,t}$	potência atribuída ao gerador m, no bloco 1, no período t;
F_{klt}^{pot}	fluxo de potência entre o nó k e o nó l, no período t;
$F_{klt}^{pot^{\min}}$	fluxo de potência mínimo entre o nó k e o nó l, no período t;
$F_{klt}^{pot^{\max}}$	fluxo de potência máximo entre o nó k e o nó l, no período t;
N_D	número de propostas de compra;
N_G	número de geradores que apresentam propostas de venda;
N_p	número de períodos que compõe um dia completo;
N_{bm}	número de blocos associados à proposta de venda do gerador m;
i	índice associado às propostas de compra;

m	índice associado aos geradores;
j	índice associado aos blocos das propostas de venda.

A expressão (3.5) traduz a maximização do benefício social líquido no período de programação diário, constituindo uma implementação mais generalizada do leilão monoperíodo.

Na formulação do problema do leilão multiperíodo anteriormente descrita, as restrições apresentadas correspondem a:

- limites superiores das propostas de compra e especificação de que estas devem ser não negativas para cada período t (3.6);
- limites superiores das propostas de venda e especificação de que estas devem ser não negativas para cada período t (3.7);
- região viável de produção de cada produtor:
 - limites mínimos e máximos de potência activa (3.8);
 - rampa de máxima de variação da potência (3.9);
 - condição de indivisibilidade (3.10);
 - condição de rentabilidade mínima (3.11);
- equilíbrio de mercado: igualdade entre o total de produção e o total de consumo (3.12) em cada período de programação;
- limites dos trânsitos de potência nos ramos da rede (3.13).

As variáveis de decisão deste problema são os valores das potências a comprar e a vender bem como o valor das variáveis binárias u_{mt} .

3.3.3 Algoritmo do *Simulated Annealing*

Existem certos problemas de optimização de carácter discreto e combinatório para os quais a utilização de métodos tradicionais de optimização se revela complexa. Para este tipo de problemas o algoritmo *Simulated Annealing* (SA), por exemplo, é uma alternativa interessante. Esta meta heurística, tal como outras, não permite ter a certeza de detectar o ponto óptimo do problema, mas permite encontrar soluções adequadas, em problemas de grandes dimensões e com variáveis discretas.

A denominação deste método está associada ao processo de arrefecimento termodinâmico de diversos materiais, apresentando portanto uma analogia com estes fenómenos. O calor leva os átomos a deslocarem-se da sua posição inicial, circulando de forma aleatória para estados mais elevados de energia. O arrefecimento controlado e lento permite que eles estabilizem

em estados de energia mais baixa do que na condição inicial. Este método foi primeiramente apresentado por S. Kirkpatrick (1983), sendo uma adaptação do algoritmo Metropolis-Hastings baseado no método de Monte-Carlo.

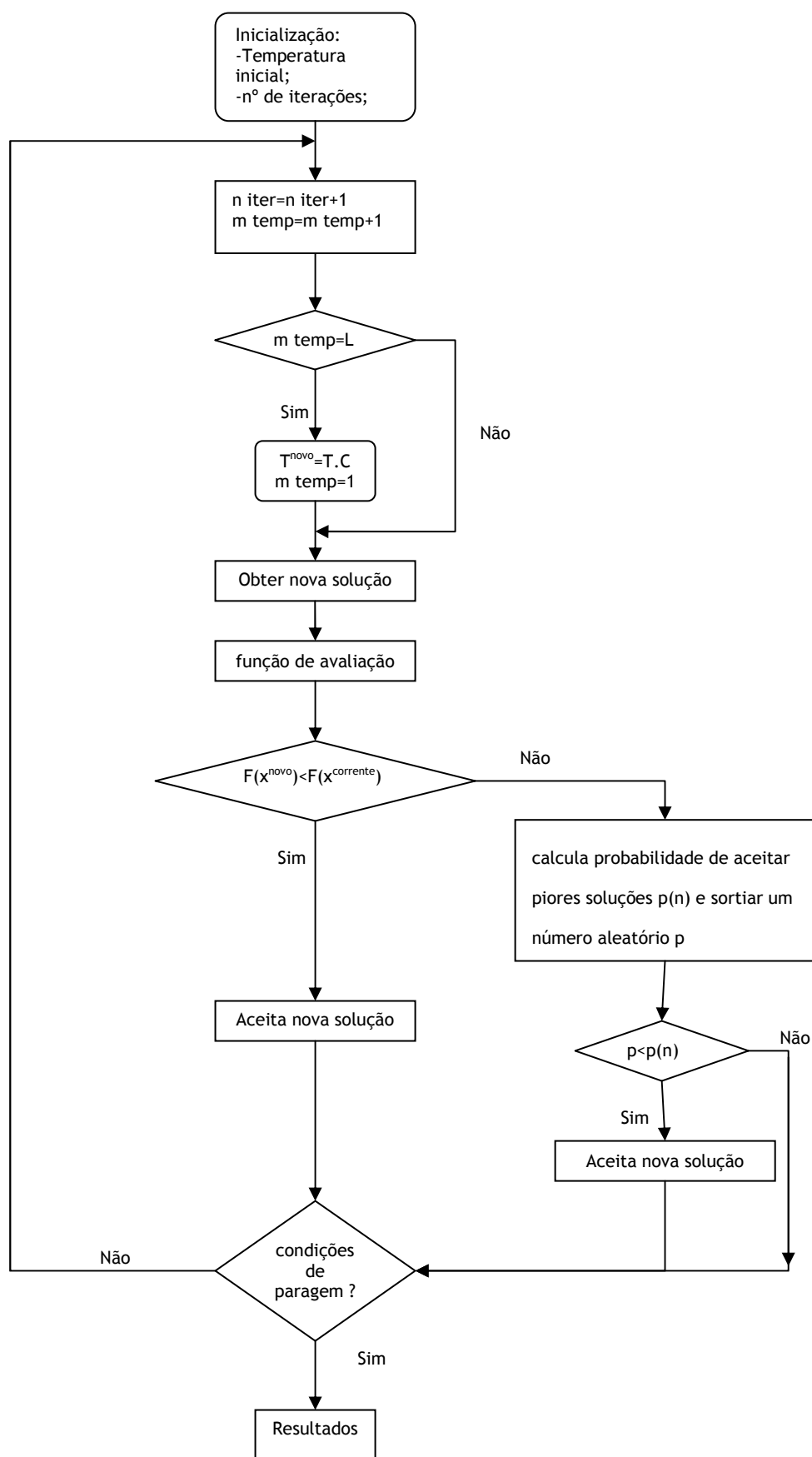
Inicialmente é atribuído um valor à “temperatura” do sistema e é especificado o seu factor de arrefecimento, que corresponde a um parâmetro com um valor inferior mas próximo de 1, tipicamente entre 0,8 e 0,99. É igualmente definido o número máximo de iterações e é definida a solução inicial. A fórmula relativa à variação da temperatura é dada por $T_{k+1} = C \cdot T_k$, onde C representa o factor de arrefecimento. O algoritmo esquematizado na **Figura 3.2** começa por seleccionar de forma aleatória uma nova configuração para a temperatura corrente, alterando a configuração (ou solução) actual. De seguida, determina-se o valor da função de avaliação desta nova configuração, após a perturbação. Admitindo um problema de minimização, se o valor da função de avaliação for inferior ao da configuração anterior, a nova configuração é aceite. Se a função de avaliação da nova solução for superior ao da solução corrente é calculada a probabilidade de aceitar piores soluções dada por (3.14).

$$p(n) = \exp\left(-\frac{1}{T_k} \cdot \Delta F\right) \quad (3.14)$$

Nesta expressão, ΔF representa a diferença entre os valores da função de avaliação obtidos para a nova solução e para a solução corrente, e T_k representa a temperatura corrente. Após sortear um número aleatório p entre 0 e 1, é comparado o valor de p com o de $p(n)$. Se p for inferior a $p(n)$ a nova solução é aceite e passa a solução corrente.

Após serem sorteadas e analisadas L soluções para a mesma temperatura T_k , a temperatura corrente é reduzida utilizando o factor de arrefecimento C. O critério de paragem do algoritmo inclui a especificação do número máximo de iterações a realizar, do número máximo de iterações que se admite realizar sem melhoria da função de avaliação e da percentagem mínima de melhoria da função de avaliação a obter num número especificado de iterações.

Por outro lado, sendo o problema em análise de minimização, a função de avaliação adoptada corresponde ao simétrico da função objectivo (3.5) adicionada de penalidades associadas às restrições (3.6) a (3.13) que forem violadas.

Figura 3-2: Esquema de funcionamento do *Simulated Annealing*.

Capítulo 4

Aplicação Desenvolvida

4.1 Funcionamento da Aplicação

A aplicação foi desenvolvida em *MATLAB* apresentando-se a interface implementada na **Figura 4.1**. Na *listbox* encontram-se apresentadas as variáveis do *workspace*. A introdução dos dados necessários à aplicação, será feita sob a forma de variáveis do *MATLAB*, que deverão ter a estrutura apresentada nos capítulos 3.2 e 3.3.

A introdução dos dados no *workspace* pode ser realizada de forma directa, ou através da importação de dados a partir de vários formatos, entre eles o *Microsoft Excel*, ficheiros com o formato txt, entre outros.

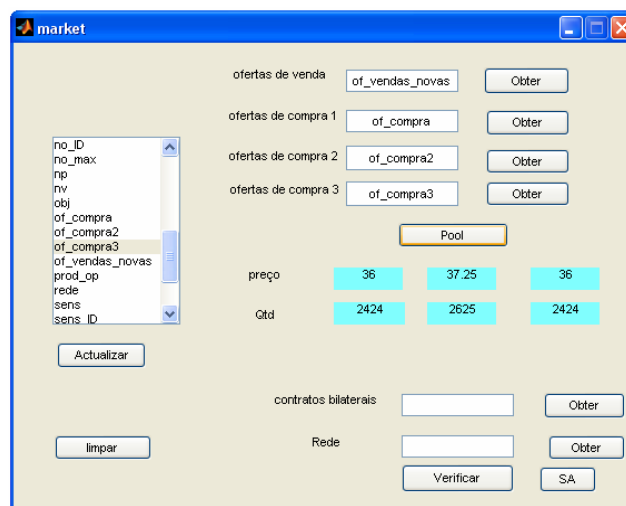


Figura 4-1: Ilustração da interface da aplicação mercados.

Pressionando o botão actualizar, será apresentada a listagem actual das variáveis do *workspace*. Para escolher as variáveis desejadas basta seleccionar a variável pretendida e, em seguida, pressionar o botão obter.

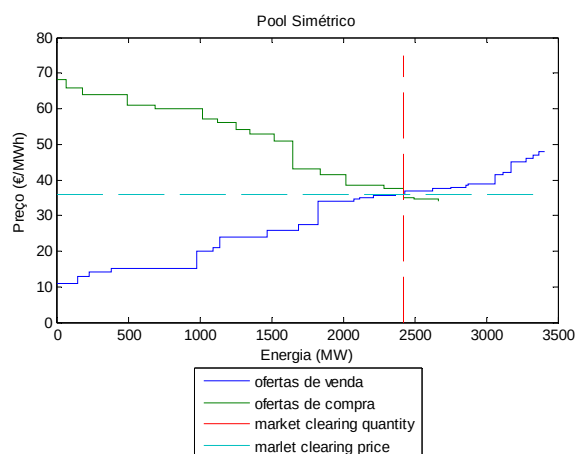


Figura 4-2: Gráfico obtido após a execução do *pool*, correspondente ao período 1.

Após a execução do *pool* a aplicação apresenta ao utilizador tantos gráficos como os apresentados na **Figura 4.2**, correspondendo cada um deles a um dos períodos que compõem as 24 horas a que se referem os leilões. Este gráfico apresenta as ofertas de compra e venda, em que as ofertas estão ordenadas por ordem decrescente e crescente de preço respectivamente. O ponto de encontro destas duas curvas agregadas corresponderá ao preço de encontro do mercado e à quantidade de energia negociada.

A aplicação também apresentará os valores do preço de mercado e da quantidade negociada, para cada período de negociação, tal como se encontra exemplificado na **Figura 4.3**.

market

ofertas de venda: of_vendas_novas [Obter]

ofertas de compra 1: of_compra [Obter]

ofertas de compra 2: of_compra2 [Obter]

ofertas de compra 3: of_compra3 [Obter]

[Pool]

	preço	Qtd
1	36	2424
2	37.25	2625
3	36	2424

contratos bilaterais: cont_bilaterais [Obter]

Rede: rede [Obter]

[Verificar] [SA]

Atualizar

limpar

Figura 4-3: Introdução das variáveis para a verificação técnica do pré-despacho obtido no *pool*.

Após a verificação dos pré-despachos, a aplicação executa o algoritmo de *Simulated Annealing* para resolver o problema (3.5) a (3.13), se necessário, ou apresenta uma caixa de

diálogo informando o utilizador de que não foi necessário executar alterações no pré-despacho obtido no *pool*.

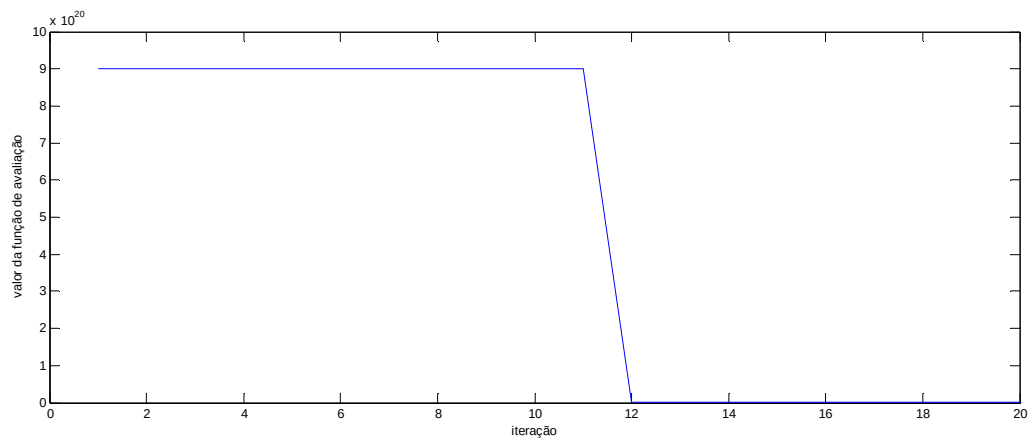


Figura 4-4: Evolução do simétrico da função de avaliação do SA durante as primeiras iterações.

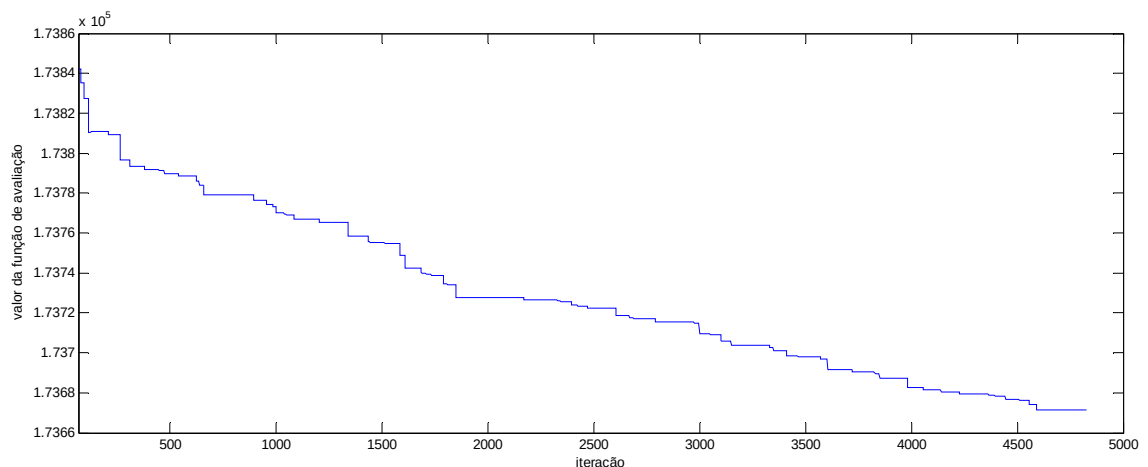


Figura 4-5: Evolução do simétrico do melhor valor da função de avaliação após encontrar uma solução que não viole nenhuma das restrições do problema (3.5) a (3.13).

Enquanto o algoritmo de *Simulated Annealing* é executado, o *MATLAB* vai apresentando na *command window*, as restrições que foram violadas nas novas soluções testadas pelo algoritmo, tal como está representado na **Figura 4.6**. A aplicação permite executar várias vezes o algoritmo do *Simulated Annealing*. Para o fazer basta pressionar o botão com a denominação de ‘SA’ existente no interface da aplicação. Na **Figura 4.4** e **4.5** é apresentada a evolução, ao longo das iterações, do valor simétrico da função de avaliação correspondente à expressão (3.5), anteriormente apresentada. O segundo gráfico desta figura corresponde a uma ampliação do gráfico da **Figura 4.4**, permitindo ter uma melhor percepção da evolução do melhor valor do simétrico da função avaliação encontrado.

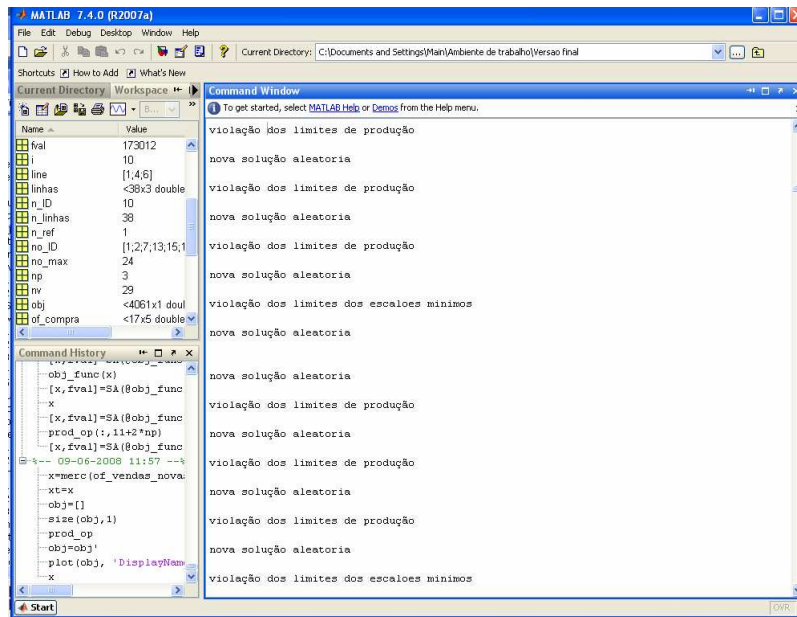


Figura 4-6: Aspecto do MATLAB enquanto executa o algoritmo de *Simulated Annealing*.

Para além do funcionamento normal do programa, foram também previstas algumas situações de erro resultantes do manuseamento indevido do programa. Alguns exemplos destas mensagens de erro, encontram-se apresentados de seguida na **Figura 4.7**. A primeira mensagem de erro corresponde à introdução de uma rede no programa que não contém nós existentes nas propostas de compra/venda. A segunda mensagem de erro ocorre, por exemplo, quando as ofertas de venda não apresentam uma estrutura adequada à aplicação. Por último, a terceira mensagem de erro, poderá ocorrer quando se pressiona o botão de acertos que permite, em seguida, executar o algoritmo de *Simulated Annealing* sem que se tenha executado o mercado *pool*. Estes são alguns exemplos de mensagens de erro, com as quais se procurou aumentar a robustez do programa e auxiliar o utilizador no seu manuseamento.

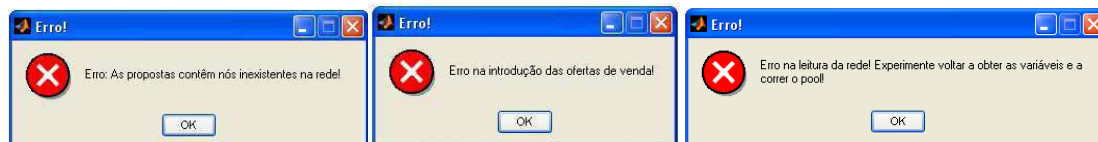


Figura 4-7: Alguns exemplos de mensagens de erro geradas pela aplicação.

4.2 Implementação do *Pool* Simétrico

O ambiente escolhido para o desenvolvimento da aplicação foi o *MATLAB*, devido às suas qualidades para resolver problemas de optimização e a sua versatilidade na comunicação com outras aplicações em ambiente Windows, como por exemplo o Excel, facilitando a introdução dos dados e o tratamento dos resultados.

A aplicação desenvolvida permite determinar o pré-despacho económico, tendo como dados as propostas de venda e de compra. Deste mercado deverá resultar a energia a produzir por cada um dos geradores e a energia comprada por cada um dos compradores de energia. As ofertas de compra de energia devem ser introduzidas sob a forma de matriz no *workspace* do *MATLAB* e apresentar a seguinte estrutura:

Ofertas de Compra:

[*nó; preço proposto (€/MWh); carga máxima (MW)*]

Nesta estrutura, *nó* refere-se ao *nó* de consumo; *preço* ao preço associado à proposta; *consumo máximo* à quantidade máxima de energia pretendida nesta oferta.

As ofertas de venda devem ser introduzidas sobre a forma de matriz no *workspace* do *MATLAB* e apresentar a seguinte estrutura:

Ofertas de Venda:

[*número do gerador (ID); escalão de produção (MW); nó; preço proposto (€/MWh); produção máxima (MW) ; rampa máxima (MW); remuneração mínima (a); remuneração mínima (b)*]

Nesta estrutura, *nó* refere-se ao *nó* de injeção; *preço* ao preço associado à proposta; *produção máxima* à quantidade máxima de energia oferecida nesta oferta; *rampa máxima* corresponde à variação máxima de produção aceite pelo grupo e, por fim, os dois últimos parâmetros correspondem à remuneração mínima que este gerador deverá ter no total das 24 horas. Esta remuneração é dada pela soma dos valores referentes a cada período correspondendo cada um deles a $a + b \cdot P_{Gmt} \cdot \Delta t$, em que P_{Gmt} é a produção total do gerador *m* no período *t* e Δt é a duração de cada período.

Para a simulação do *pool* simétrico consiste na resolução do problema (3.1) a (3.4). Para resolver este problema de programação linear recorreu-se à função *linprog* da biblioteca de optimização do *MATLAB*, sendo o seu método de funcionamento baseado no algoritmo Simplex. No Anexo A apresenta-se uma breve descrição da função referida. Esta função do *MATLAB* apresenta uma formulação muito semelhante ao nosso problema.

O resultado obtido será apresentado em 3 matrizes correspondentes aos resultados das ofertas de compra, ofertas de venda e, uma última, que permite exportar o preço de encontro do mercado e a quantidade transaccionada. O preço de encontro do mercado será o obtido através do valor do multiplicador de Lagrange associado à restrição (3.4). As matrizes correspondentes às ofertas de compra e de venda apresentam uma estrutura idêntica à de entrada dos dados, tendo contudo mais uma coluna que corresponde às quantidades atribuídas a cada oferta após o fecho do mercado. O resultado das ofertas de compra e venda, após a ocorrência do mercado, apresentam a seguinte estrutura:

Ofertas de Compra:

[*nó*; consumo(MW); consumo máximo (MW); preço inicial(€/MWh)]

Ofertas de Venda:

[*nó*; produção (MW); produção máxima (MW); preço inicial (€/MWh)]

Para além destas duas matrizes obtém-se uma terceira que terá um primeiro valor correspondente ao preço de mercado, ou *market clearing price* em €/MWh, e um segundo elemento correspondente à quantidade de energia transaccionada, ou *market clearing quantity* em MWh. Após a ocorrência do *pool* é também apresentado um gráfico, ilustrado na Figura 4.8, no qual se encontram ordenadas as ofertas de venda e de compra, respectivamente por ordem ascendente e descendente dos preços oferecidos.

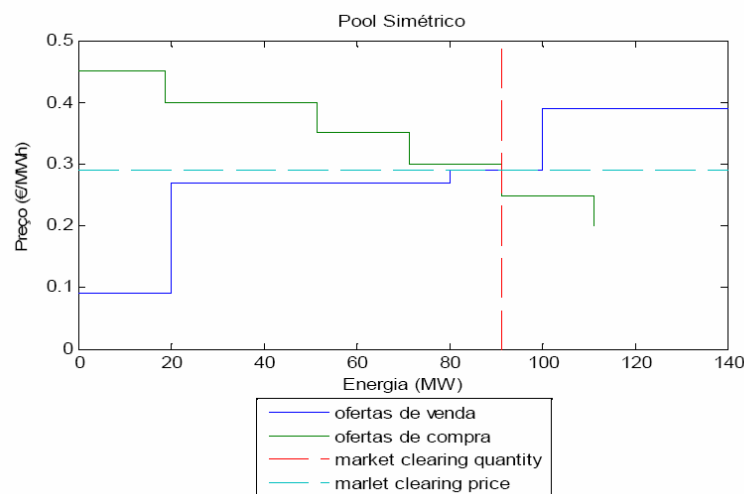


Figura 4-8: Exemplo de um gráfico apresentado pela aplicação após a execução do *Pool* Simétrico.

4.3 Implementação das restrições intertemporais e de sistema

Para a análise das restrições intertemporais serão considerados os pré-despachos obtidos no *pool* simétrico. No nosso caso, consideramos o dia dividido em três períodos, cada um dos quais com a duração de oito horas.

Após a execução do **Mercado Spot** a análise das restrições é realizada pela rotina que simula o Operador de Sistema, que analisa a viabilidade técnica dos pré-despachos obtidos, acrescidos dos contratos bilaterais que terão lugar no período temporal correspondente ao dos pré-despachos obtidos anteriormente. Quando estes não respeitam todas as restrições, recorre-se ao *Simulated Annealing* com o qual se procura encontrar uma solução que respeite todas as restrições e esteja tão próxima quanto possível do óptimo económico.

Os dados de entrada nesta parte da aplicação, para além dos resultados do *pool*, são os dados da rede e os dados correspondentes aos contratos bilaterais. Os dados da rede deverão tomar a seguinte forma:

[nó de origem; nó de destino; reactância (pu); Capacidade máxima de transporte (MVA)]

Os dados relativos aos contratos bilaterais devem-se encontrar no workspace, sob a forma de matriz, com a seguinte estrutura:

[nó de injeção; nó de consumo; potência transaccionada (MW)]

Os dados relativos aos produtores são colocados pelo programa com a seguinte estrutura, que iguala à que terão no final do SA:

[ID, produção no período 1, produção no período 2, produção no período 3, remuneração no período 1, remuneração no período 2, remuneração no período 3, ramp rate máximo, nó, 1º escalão, 2º escalão, 3º escalão, remuneração do 1º escalão, remuneração do 2º escalão, remuneração do 3º escalão, número de escalões, Produção máxima]

Para a análise dos trânsitos de potência utilizou-se o modelo DC, considerando-se como barramento de referência aquele onde está ligado o gerador com a maior potência instalada. De acordo com o modelo DC, o trânsito de potência nos ramos, F , é calculado através da matriz dos coeficientes de sensibilidade A e do vector de potências injectadas, P' .

$$F = A \cdot P' \quad (4.1)$$

Nesta equação P' representa o vector das potências injectadas, com a excepção do barramento de referência e F representa o vector dos trânsitos de potência nas linhas.

A rede será constituída por linhas e transformadores, sendo estes modelizados através da sua reactância série, pois no modelo DC do trânsito de potências assume-se que a reactância é muito maior que a resistência. Foi necessário construir a matriz de coeficientes de sensibilidade da rede, A , e adaptá-la à formulação matemática utilizada de forma a poder integrar as restrições, permitindo a sua utilização de forma integrada no *Simulated Annealing*.

Nesta rotina serão analisadas as restrições que compõe o problema (3.5) a (3.13). Se alguma destas restrições não for respeitada a aplicação executa o *Simulated Annealing*, com o qual se procura obter uma solução admissível que se encontre o mais próximo possível do óptimo económico obtido no *pool*.

Capítulo 5

Caso de estudo

5.1 Dados do Sistema

A aplicação desenvolvida foi testada numa rede de 24 nós. No teste realizado apenas foram contemplados 3 períodos, com a duração de 8 horas cada, cujo soma totaliza 24 horas, tendo-se apresentado ofertas de compra para cada um destes períodos. As ofertas de venda de energia mantiveram-se iguais nos três períodos. Embora se tenham utilizado estes dados para simplificar o interface e a utilização da aplicação, o código que se encontra subjacente à mesma permite a consideração de tantos períodos temporais quanto os desejados, bem como a introdução de propostas de compra ou de venda diferentes para cada período.

Para a execução do *pool* simétrico os dados estavam ordenados de acordo com a estrutura referida no capítulo 4.2 e são apresentados de seguida nas **Tabelas 5.1** e **5.2**. Na **Tabela 5.1** são apresentadas as ofertas de venda de energia e na **Tabela 5.2** são apresentadas as ofertas de compra para os três períodos em que se admitiu que o dia estava discretizado. Por outro lado, cada gerador pode apresentar uma oferta organizada em vários blocos. Por exemplo, a oferta ID=1 corresponde ao gerador ligado ao nó 1 e inclui 3 blocos com potências de 94, 56 e 42 MW cada.

ID	Nó	Escalão oferta	Preço (€/MWh)	Quantidade máxima (MW)	Rampa máxima (MW)	Factor a da remuneração (€)	Factor b da remuneração (€/MWh)
1	1	1	35	94	94	20	34
		2	42	56			
		3	47	42			
2	2	1	37	96	96	25	36
		2	41.5	58			
		3	48	38			
3	7	1	14	150	150	30	13
		2	27.5	135			
		3	38.5	15			
4	13	1	15	300	300	20	14
		2	24	160			
		3	37.5	131			
5	15	1	13	80	80	25	12
		2	26	65			
		3	36	70			
6	16	1	20	110	110	35	19
		2	34.5	45			
7	18	1	34	250	250	30	33
		2	38	100			
		3	46	50			
8	21	1	26	150	150	25	25
		2	35.5	150			
		3	45	100			
9	22	1	11	150	95	10	10
		2	21	55			
		3	37	95			
10	23	1	15	300	300	15	14
		2	24	170			
		3	39	190			

Tabela 5-1: Ofertas de venda de energia.

Período 1			Período 2			Período 3		
Nó	Preço (€/MWh)	Qtd Máxima (MW)	Nó	Preço (€/MWh)	Qtd Máxima (MW)	Nó	Preço (€/MWh)	Qtd Máxima (MW)
1	66	108	1	66.56	108	1	66.3	108
2	54	97	2	54.19	97	2	54.93	97
3	41.5	180	3	42.92	180	3	43.48	180
4	35	74	4	37.89	74	4	35.94	74
5	68	71	5	69.13	71	5	69.92	71
6	37.5	136	6	38.28	136	6	38.97	136
7	51	125	7	51.16	125	7	51.87	125
8	34.5	171	8	37.25	171	8	35.17	171
9	53	175	9	54.85	175	9	54.89	175
10	43	195	10	44.33	195	10	43.34	195
13	38.5	265	13	38.63	265	13	39.8	265
14	61	194	14	62.64	194	14	61.33	194
15	64	317	15	64.35	317	15	64.08	317
16	57	100	16	59.57	100	16	57.54	100
18	60	333	18	62.84	333	18	61.95	333
19	34	181	19	36.49	181	19	34.31	181
20	56	128	20	58.55	128	20	56.69	128

Tabela 5-2: Ofertas de compra de energia.

Na Tabela 5.3 são apresentados os contratos bilaterais que são simultâneos com este *pool*. Na primeira coluna encontra-se o nó de produção e na segunda coluna o nó de consumo, afectos ao contrato. Na última coluna encontra-se a quantidade afecta a cada um dos contratos bilaterais indicados.

Do nó	Para o nó	Quantidade (MW)
15	1	10
7	2	20
22	4	15
7	5	22
21	5	25
22	5	25
13	7	30
15	9	16
16	10	16
13	13	18
16	13	15
22	13	12
7	14	10
21	16	10
13	18	13
18	18	25
18	19	35
16	20	20
21	20	24

Tabela 5-3: Dados referentes aos contratos bilaterais.

A topologia da rede de 24 nós utilizada para testar a aplicação é apresentada na **Figura 5.1**.

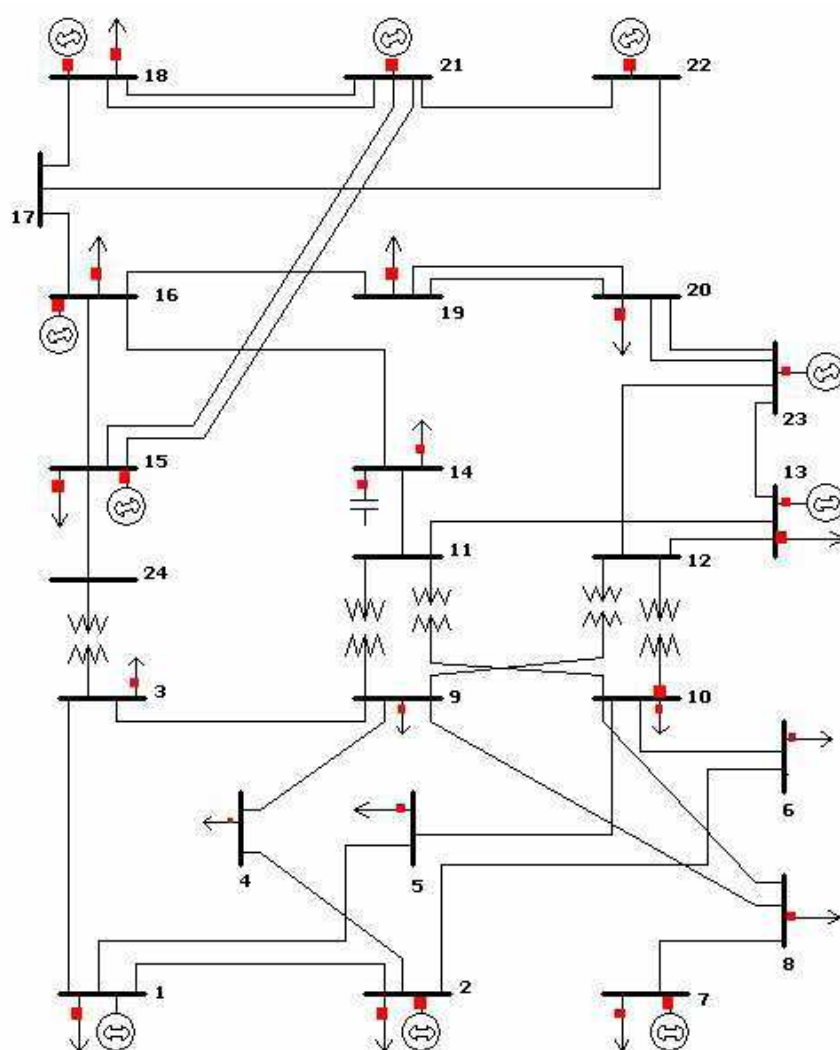


Figura 5-1: Esquema unifilar da rede de teste.

Na **Tabela 5.4** encontram-se os dados relativos à rede. Nas duas primeiras colunas encontram-se os nós interligados pelo ramo, na terceira coluna é apresentada a reactância de cada ramo e na última coluna é apresentada a capacidade máxima associada a cada ramo.

de	para	X (p.u.)	TP max (MVA)
1	2	0.0139	150
1	3	0.2112	150
1	5	0.0854	150
2	4	0.1267	150
2	6	0.192	150
3	9	0.119	150
4	9	0.1037	150
5	10	0.0883	170
6	10	0.0605	175
7	8	0.0614	195
8	9	0.1651	150
8	10	0.1651	150
11	13	0.0476	215
11	14	0.0418	475
12	13	0.0476	475
12	23	0.0966	475
13	23	0.0865	475
14	16	0.0389	475
15	16	0.0073	475
15	21	0.049	475
15	21	0.049	475
15	24	0.0519	475
16	17	0.0259	475
16	19	0.0231	475
17	18	0.0144	475
17	22	0.1053	475
18	21	0.0259	475
18	21	0.0259	475
19	20	0.0396	475
19	20	0.0396	475
20	23	0.0216	475
20	23	0.0216	475
21	22	0.0678	475
3	24	0.0839	375
9	11	0.0839	375
9	12	0.0839	375
10	11	0.0839	375
10	12	0.0839	375

Tabela 5-4: Dados da rede eléctrica.

5.2 Resultados do *pool* simétrico

Os resultados do *pool* simétrico para cada um dos períodos, são apresentados nas Tabelas 5.5 e 5.6, as ofertas de compra de energia aceites e as ofertas de venda aceites. Na Tabela 5.5 estão as propostas de compra aceites, encontrando-se na primeira coluna o nó em que se

encontra ligado o consumidor e nas três colunas seguintes a energia atribuída a cada carga para cada hora do período a que corresponde. Na **Tabela 5.6** encontram-se apresentadas as ofertas de venda aceites encontrando-se na primeira tabela o ID do grupo produtor, e nas três colunas seguintes a energia que cada grupo gerador deverá produzir em cada. Nas três colunas finais encontra-se a remuneração, por hora, a receber pelos grupos geradores para cada um dos períodos.

Nó	Período 1 (MW)	Período 2 (MW)	Período 3 (MW)	Quantidade máxima (MW)
1	108	108	108	108
2	97	97	97	97
3	180	180	180	180
4	0	74	0	74
5	71	71	71	71
6	136	136	136	136
7	125	125	125	125
8	0	127	0	171
9	175	175	175	175
10	195	195	195	195
13	265	265	265	265
14	194	194	194	194
15	317	317	317	317
16	100	100	100	100
18	333	333	333	333
19	0	0	0	181
20	128	128	128	128

Tabela 5-5: Ofertas de compra aceites no pool.

ID	período 1 (MW)	período 2 (MW)	período 3 (MW)	Remuneração P1 (€/h)	Remuneração P2 (€/h)	Remuneração P3 (€/h)
1	94	94	94	3384	3525	3384
2	0	96	0	0	3600	0
3	285	285	285	10260	10687.5	10260
4	460	460	460	16560	17250	16560
5	205	215	205	7380	8062.5	7380
6	155	155	155	5580	5812.5	5580
7	250	250	250	9000	9375	9000
8	300	300	300	10800	11250	10800
9	205	300	205	7380	11250	7380
10	470	470	470	16920	17625	16920

Tabela 5-6: Ofertas de venda aceites para cada um período dos períodos, para cada um dos geradores.

Na **Tabela 5.7** são apresentados o preço de mercado e quantidade negociada em cada um dos períodos. Por fim, nas **Figuras 5.2 a Figura 5.4** são apresentados os gráficos correspondentes ao cruzamento das ofertas de compra e de venda para cada um dos períodos. A projecção no eixo das abcissas do ponto de cruzamento das duas curvas de ofertas corresponde à quantidade negociada. Por outro lado, a projecção deste ponto de cruzamento no eixo das

ordenadas corresponde ao preço de mercado. Os referidos pontos são apresentados na **Tabela 5.7**.

	Período 1	Período 2	Período 3
Preço de mercado (€/MWh)	36.0	37.5	36.0
Quantidade negociada (MW)	2424.0	2625.0	2424.0

Tabela 5-7: Preços de mercado e quantidade negociada para cada um dos períodos.

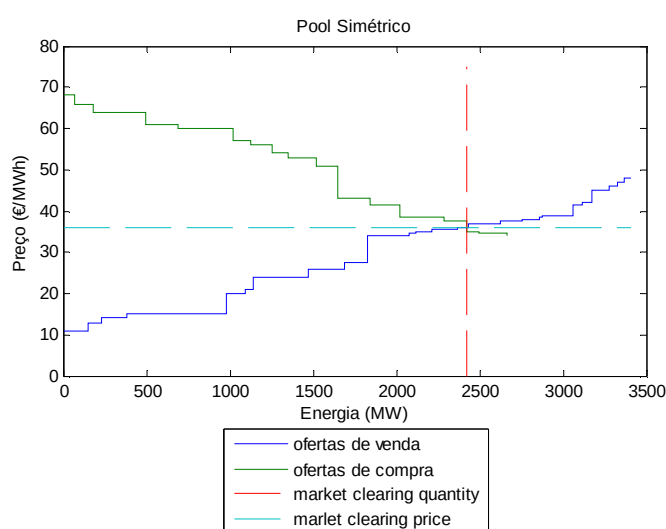


Figura 5-2: Gráfico obtido no *pool* simétrico referente ao período 1.

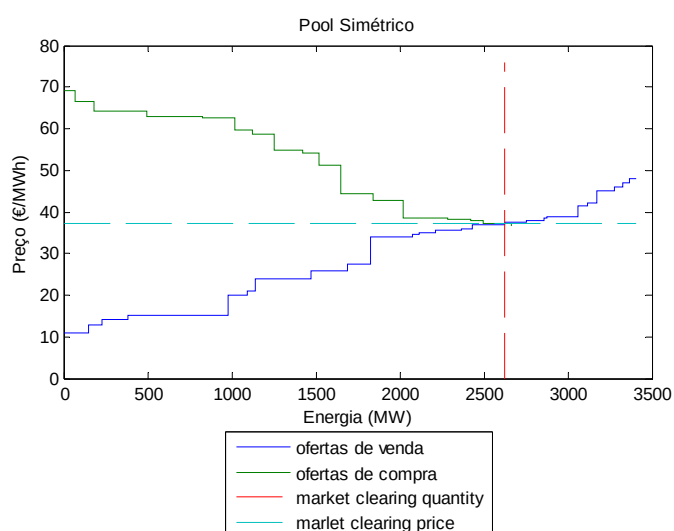


Figura 5-3: Gráfico obtido no *pool* simétrico referente ao período 2.

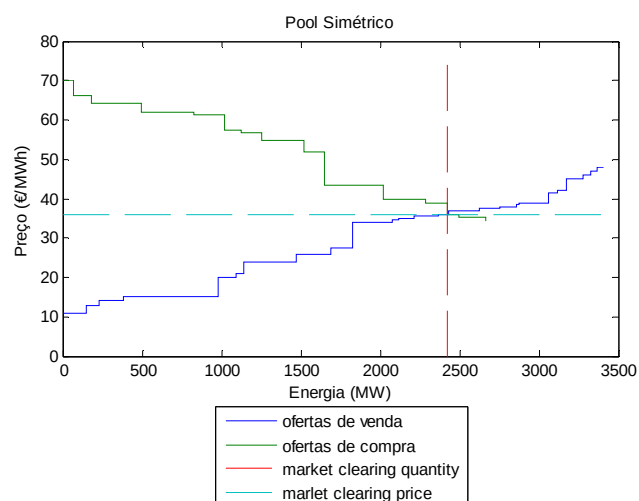


Figura 5-4: Gráfico obtido no *pool* simétrico referente ao período 3.

5.3 Verificação das restrições intertemporais e de sistema

Os dados de venda e de compra são os obtidos no passo anterior, acrescidos dos referentes à rede eléctrica onde terá lugar a transacção de energia e os dados dos contratos bilaterais. Estes dois últimos tipos de dados deverão ter a estrutura apresentada anteriormente no capítulo 4.3, e foram anteriormente apresentados nas Tabelas 5.3 e 5.4.

Na Tabela 5.8 é apresentado o trânsito de potência em cada ramo da rede em cada período antes da execução da rotina de verificação das restrições intertemporais e de sistema. Da análise desta tabela podemos facilmente verificar que não existe violação da capacidade máxima em nenhum dos ramos na rede.

Ramo	Período 1 (MW)	Período 2 (MW)	Período 3 (MW)	Capacidade máxima (MVA)
1	33.4	10.6	33.6	150.0
2	66.6	34.0	39.6	150.0
3	9.2	9.4	11.1	150.0
4	70.6	4.1	58.5	150.0
5	12.9	13.7	1.9	150.0
6	27.7	10.9	38.7	150.0
7	85.6	78.1	58.5	150.0
8	133.8	61.6	82.1	170.0
9	148.9	122.3	137.9	175.0
10	182.0	160.0	160.0	195.0
11	71.8	4.9	65.5	150.0
12	110.2	28.1	94.5	150.0
13	178.0	178.1	175.3	215.0
14	113.3	106.6	61.9	475.0
15	148.4	142.5	128.8	475.0
16	176.5	182.7	161.2	475.0
17	115.4	125.6	109.1	475.0
18	317.3	300.6	255.9	475.0
19	39.6	14.4	21.5	475.0
20	172.2	159.8	135.7	475.0
21	172.2	159.8	135.7	475.0
22	218.9	203.1	180.8	475.0
23	210.5	197.5	150.6	475.0
24	28.9	33.7	71.8	475.0
25	90.9	63.7	55.4	475.0
26	119.6	133.8	95.3	475.0
27	76.0	73.4	69.2	475.0
28	76.0	73.4	69.2	475.0
29	3.1	16.9	35.9	475.0
30	3.1	16.9	35.9	475.0
31	89.1	80.9	99.9	475.0
32	89.1	80.9	99.9	475.0
33	137.4	166.2	109.7	475.0
34	218.9	203.1	180.8	375.0
35	107.9	119.5	90.2	375.0
36	124.7	139.7	116.5	375.0
37	183.4	165.3	147.1	375.0

Tabela 5-8: Trânsitos de potência nos ramos da rede antes da rotina acertos, em valores absolutos.

Comparando os valores da Tabela 5.1 com os da Tabela 5.6 pode-se verificar que a rampa de máxima de variação da potência admitida pelo gerador 9 é violada. Assim, terá que ser executado o algoritmo de *Simulated Annealing*, com o qual se pretende encontrar uma nova solução o mais próximo possível do óptimo económico.

Após a execução da rotina relativa às restrições intertemporais e de sistema verificou-se não existirem alterações nas ofertas de compra anteriormente aceites no *pool*, apenas o pré-despacho final das ofertas de venda foi alterado. O novo pré-despacho dos grupos geradores é apresentado na Tabela 5.9. A primeira coluna apresenta o número de identificação de cada produtor, nas três colunas seguintes encontra-se a potência atribuída a cada produtor em cada um dos períodos. As últimas três colunas da Tabela 5.9, apresentam a remuneração que cada produtor receberá, por hora, em cada um dos períodos.

ID	Produção período 1 (MW)	Produção período 2 (MW)	Produção período 3 (MW)	Remuneração Período 1 (€/h)	Remuneração Período 2 (€/h)	Remuneração Período 3 (€/h)
1	93.1	94.0	94.0	3351.6	3525	3384
2	0.0	96.0	95.0	0	3600	3420
3	280.7	285	225.2	10105.2	10687.5	8107.2
4	469.8	485.5	460.0	16912.8	18206.25	16560
5	215.2	215.2	176.3	7747.2	8070	6346.8
6	155.1	155.2	154.9	5583.6	5820	5576.4
7	254.2	253.4	249.7	9151.2	9502.5	8989.2
8	296.1	300.6	298.2	10659.6	11272.5	10735.2
9	194.3	268.1	205.0	6994.8	10053.75	7380
10	465.5	472.0	465.6	16758	17700	16761.6

Tabela 5-9: Pré-despacho final das ofertas de venda, após a realização do SA.

De seguida é apresentado a evolução do simétrico da função de avaliação do *Simulated Annealing*, ao longo do processo iterativo, após ter sido determinado uma primeira solução que não violasse nenhuma das restrições associadas ao problema (3.5) a (3.13).

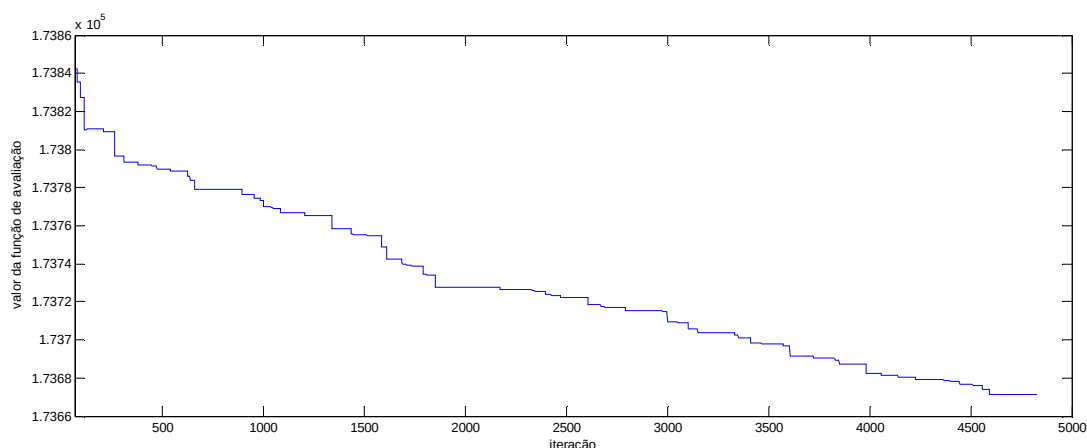


Figura 5-5: Evolução do simétrico do melhor valor da função objectivo após encontrar uma solução que não viole nenhuma das restrições do problema (3.5) a (3.13).

O novo pré-despacho obtido para os geradores origina os trânsitos de potências apresentados na Tabela 5.10.

Ramo	Período 1 (MW)	Período 2 (MW)	Período 3 (MW)	Capacidade máxima (MVA)
1	35.6	113.3	35.5	150
2	109.4	179.4	109.6	150
3	27.0	26.3	27.1	150
4	61.8	107.1	61.7	150
5	3.1	29.3	3.2	150
6	57.4	84.8	57.8	150
7	76.8	122.1	76.7	170
8	116.0	169.3	115.9	175
9	132.9	165.3	132.8	195
10	103.0	103.0	103.0	150
11	65.8	58.9	65.7	150
12	116.3	123.2	116.3	215
13	87.0	71.3	86.6	475
14	390.0	426.1	389.0	475
15	16.8	32.6	16.7	475
16	168.4	204.4	168.6	475
17	178.8	210.3	179.1	475
18	133.9	156.6	133.0	475
19	43.5	44.3	40.3	475
20	64.0	64.1	64.1	475
21	64.0	64.1	64.1	475
22	119.6	118.4	122.6	475
23	126.2	126.3	126.9	475
24	101.8	81.6	99.6	475
25	163.8	163.8	163.4	475
26	134.9	135.0	135.3	475
27	73.6	73.6	73.8	475
28	73.6	73.6	73.8	475
29	158.4	148.3	157.3	475
30	158.4	148.3	157.3	475
31	72.4	62.3	71.3	475
32	72.4	62.3	71.3	475
33	216.1	216.4	216.7	375
34	346.8	348.2	347.4	375
35	101.7	114.3	101.4	375
36	42.8	55.2	42.8	375
37	201.2	240.6	201.0	375

Tabela 5-10: Trânsitos de potência após a execução da rotina acertos, em valores absolutos.

5.4 Análise dos Resultados

A aplicação foi testada utilizando a rede de teste de 24 nós do IEEE. Os resultados relativos ao funcionamento do *pool* são passíveis de ser verificados a partir do gráfico fornecido pela aplicação. Isto é o preço de encontro do mercado e a quantidade negociada obtidos com a resolução dos problemas de optimização de (3.1) a (3.4) são coerentes com os obtidos nos gráficos relativos ao *pool* simétrico.

Analizando como exemplo o resultado obtido através da resolução do modelo matemático, verifica-se que no primeiro período:

Preço de encontro do Mercado (*market clearing price*): 36.0 (€/MWh)

Quantidade transaccionada (*market clearing quantity*): 2424.0 (MW)

Todas as ofertas de venda com preço inferior ao indicado deverão ser aceites, sendo a soma de todas essas ofertas igual à quantidade transaccionada. No caso do *pool* simétrico, todas as ofertas de compra cujo preço por unidade excede os 36,0 €/MWh devem ser aceites, e a sua soma deve ser 2420,0 MW. Os dados relativos aos restantes períodos podem ser analisados na **Tabela 5.5**. Para cada um dos três períodos analisados é obtido um gráfico correspondente ao cruzamento das ofertas de compra e venda, tal como se encontra ilustrado nas **Figuras 5.2 a 5.4**.

A verificação da viabilidade técnica dos pré-despachos obtidos considerando as restrições intertemporais, demonstrou existir a violação do limite das rampas de admissão de carga num dos geradores, pelo que foi necessário recorrer ao algoritmo de *Simulated Annealing*, para determinar uma solução viável. Como solução inicial do *Simulated Annealing* a aplicação utiliza os três pré-despachos obtidos no *pool*, procurando de seguida obter uma solução tão próxima do óptimo económico quanto possível. As alterações introduzidas permitiram obter um pré-despacho próximo do óptimo económico, tal como se pode verificar pelos resultados apresentados na **Tabela 5.9**. Na **Figura 5.5**, é apresentado um gráfico que mostra a evolução da solução actual do *Simulated Annealing* após ter-se conseguido obter uma solução que respeite todas as soluções. Como se pode constatar na figura, o valor da função de avaliação decresce à medida que o número de iterações vai evoluindo. O algoritmo pára quando o valor da função de avaliação para a melhor solução, se mantém estável durante um número de iterações pré-estabelecido.

Capítulo 6

Conclusão

Após a análise da aplicação e dos seus resultados, pode-se afirmar que esta cumpre com os pré-requisitos previamente estabelecidos. Assim, é possível realizar o *pool* para três períodos distintos e verificar as restrições de produção máxima/mínima dos geradores, a rampa de máxima de variação da potência, a indivisibilidade do primeiro escalão de produção e os limites da rede de transmissão. Quando alguma destas restrições não é respeitada a aplicação corre o *Simulated Annealing* procurando encontrar uma solução tão próxima do óptimo económico quanto possível.

A aplicação desenvolvida, quando é necessário executar o algoritmo de *Simulated Annealing*, apresenta no final um gráfico com a evolução do simétrico do melhor valor da função de avaliação, permitindo analisar a forma como esta evolui ao longo do processo iterativo.

A complexidade do problema abordado está relacionada com o carácter discreto do problema (3.5) a (3.13). O recurso a meta-heurísticas para a resolução deste problema permite obter soluções de forma rápida. Contudo, a natureza destes métodos não nos permite ter a certeza de que a solução final obtida é a solução óptima.

A simulação dos Operadores de Mercado e de Sistema demonstra a complexidade subjacente aos mercados de energia eléctrica e à dificuldade que existe em conseguir cumprir de forma eficiente e eficaz todos os requisitos técnicos e mantendo o sistema o mais próximo possível do óptimo económico.

Referências

Conselho de Ministros, *“Estratégia Nacional para a Energia”*, Resolução nº169/2005, 6 de Outubro de 2005;

Conselho de Ministros, *“Modelo de organização e funcionamento do pólo português do operador de mercado ibérico (OMIP)”*, Despacho nº 12596/2003 de 1 de Julho;

Conselho de Ministros, *“.. que estabelece as disposições aplicáveis à gestão da capacidade de recepção de energia eléctrica nas redes do Sistema Eléctrico de Serviço Público (SEP)”*, Decreto-Lei nº 312/2001, de 10 de Dezembro;

Conselho de Ministros, *“...orientações da política energética portuguesa..”*, Resolução nº 63/2003, de 28 de Abril;

Conselho de Ministros, *“..estabelece as bases gerais da organização e funcionamento do sistema eléctrico nacional (SEN), bem como as bases gerais aplicáveis ao exercício das actividades de produção, transporte, distribuição e comercialização de electricidade e à organização dos mercados de electricidade...”*, Decreto-Lei nº 29/2006, de 15 de Fevereiro;

Conselho de Ministros, que estabelece *“..os procedimentos para a atribuição das licenças para produção em regime ordinário e para a comercialização de electricidade, bem como para a atribuição da concessão da Rede Nacional de Transporte de Electricidade (RNT) e das concessões de distribuição de electricidade em alta e média tensões e em baixa tensão....”*, Decreto-Lei nº 172/2006, de 15 de Fevereiro;

Conselho de Reguladores do MIBEL, *“Operador Dominante: Metodologia e Aplicações”*, 8 de Fevereiro de 2008;

Decisão da Comissão 2003/796/CE, “...*que estabelece o grupo europeu de reguladores da electricidade e do gás...*”, 11 de Novembro de 2003.

Deeb, N., Sargent & Lundy, “Simulated Annealing in Power Systems”, IEEE Conference on Man and Cybernetics, 18 a 21 de Outubro de 1992;

Directiva 2001/77/CE do Parlamento Europeu e do Conselho, “...*relativa à produção da electricidade a partir de fontes de energia renováveis no mercado interno da electricidade...*”, de 27 de Setembro de 2001.

Directiva 96/92/CE da EU, “...*que estabelece regras comuns para o mercado interno da electricidade...*”, 19 de Dezembro de 1996

Directiva 2003/54/CE da EU, “...*que estabelece regras comuns para o mercado interno da electricidade e que revoga a Directiva 96/92/CE...*”, 26 de Junho de 2003.

EDP - Distribuição, “*Distribuição em números: 2006*”, 2007;

ERSE, “*Desenvolvimento do Mercado Liberalizado em 2005: Produção e Comercialização em Portugal Continental*”; Setembro de 2006;

ERSE, “*Mercado Liberalizado - Um ano após 4 de setembro de 2006*”; Setembro de 2007;

ERSE, “*Relatório Anual para a Comissão Europeia*”; Julho de 2007;

ERSE, “*Regulamento de Operação das Redes*”, Junho de 2007;

ERSE, “*Monitorização da procura mensal no MIBEL*”, Boletim nº 12 / 2007, de 25/01/2008;

“*Acordo entre a República Portuguesa e o Reino de Espanha relativa à Constituição de Mercado Ibérico de Energia Eléctrica*”, Madrid, 14 de Novembro de 2001;

Gomez, Tomás, Rothwell, Geoffrey, “*Electricity Economics: Regulation and Deregulation*”; IEEE Series on Power Power Engineering, 2003.

Gomes, Bruno André Pereira Santos;” *Simulador dos Operadores de Mercado e de Sistema num Mercado de Energia Eléctrica considerando Restrições Intertemporais*”; Dissertação de Mestrado, 2005.

Gomes, Miguel; Barros, José, “*Mercados de Electricidade*”; trabalho efectuado no âmbito da disciplina de Planeamento e Mercados de Electricidade, Janeiro de 2007;

Lima, J W Marango; “*Allocation of Transmission Fixed Charges: An Overview*”, IEEE Transactions On Power Systems, 1996.

Matos, Manuel António, “*Introdução ao problema de escalonamento e pré despacho*”, FEUP, Porto, 2000.

MathWorks, Inc, “*Optimization Toolbox*”, 2007.

Ministério da Economia e da Inovação, “*Política de Energia*”, Março de 2005;

Miranda, Vladimiro, “*Power Flow Calculation Algorithms*”; Material didáctico; Outubro de 2002.

Odériz, Javier Rubio, Arriaga, Ignacio J. Pérez, “*Marginal Pricing of Transmission Services: a Comparative Analysis of Network Cost Allocation Methods*”, IEEE Transactions on Power Systems, 2000.

Operador del Mercado Ibérico de Energia - Polo Español, S.A., OMEL, (2003), “*El mercado de electricidad, 2003*”.

Paiva, José Pedro Sucena;” *Redes de Energia Eléctrica: uma análise sistémica*”; IST press; Lisboa, 2005.

Pérez-Arriaga, I. J., “*Pricing of transmission Services*”, Working Paper IIT-92-030, Junho de 1992;

Pérez-Arriaga, I. J., “*Fundamentos Teóricos de la Nueva Regulación Eléctrica*”, Comisión Nacional del Sistema Eléctrico, Maio 1998;

Pirlot Marc, “*General local search methods*”, European Journal of Operational Research, vol. 92, 1996, páginas 493-511;

S. Kirkpatrick, C. D. Gelatt, Jr., M. P. Vecchi, **“Optimization by Simulated Annealing”**, SCIENCE, Volume 220, nº 4598, de 13 de Maio de 1983;

Read, W. S., Newman, W. K., Pérez-Arriaga, I. J., Rudnick, H., Gent, M. R., Roman, A. J., **“Reliability in the New Market Structure”**, IEEE Power Engineering Review, Dezembro 1999;

Red Eléctrica de España -REE, **“El Sistema Eléctrico Español: 2006”**, 30 de Junho de 2007;

REN, **“Relatório e Contas 2006”**, 2007;

Sá, André Ribeiro, **“Simulador dos Operadores de Mercado e de Sistema em Mercados de Electricidade adoptando um modelo AC”**, Dissertação de Mestrado, Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, Setembro de 2003.

Saraiva, j. Tomé, da Silva, j. Pereira, de Leão, M. T. Ponce, **“Mercados de Electricidade: Regulamentação e Tarificação do uso das redes”**; FEUP Edições, Porto, 2002.

Páginas da Internet:

<http://bdjur.almedina.net> - Base de Dados Jurídica Almedina;

<http://www.dgge.pt> - Direcção Geral de Energia e Geologia;

<http://www.edp.pt> - EDP - Energias de Portugal S. A. ;

<http://www.eex.com> - European Energy Exchange;

<http://www.erse.pt> - Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos;

<http://www.etsi.org> - European Transmission System Operators

<http://www.iea.org> - International Energy Agency

<http://www.min-economia.pt> - Ministério da Economia e Inovação;

<http://www.omel.net/> - Operador do Mercado Ibérico de Energia - pólo espanhol;

<http://www.omip.pt> - Operador do Mercado Ibérico de Energia - pólo português;

<http://www.ree.es> - Red Eléctrica de España;

<http://www.ren.pt> - Redes Energéticas Nacionais. SGPS, S.A.;

<http://www.ucte.org> - Union for the co-ordination of transmission of electricity.

Anexos

Anexo A

Funções do *MATLAB* utilizadas para optimização

Linprog

A função *linprog* determina o mínimo de um problema especificado por

$$\begin{aligned} \min_x f^T x \quad \text{such that} \quad & A \cdot x \leq b \\ & Aeq \cdot x = beq \\ & lb \leq x \leq ub \end{aligned} \tag{A.1}$$

Na formulação (A.1), f , x , b , beq , lb e ub são vectores, A e Aeq são matrizes. A função *linprog* funciona em duas fases, uma primeira em que se procura encontrar uma solução admissível e uma segunda baseada no método Simplex. A determinação da solução óptima possível é determinada a partir do algoritmo Simplex. Este algoritmo irá percorrer os extremos do poliedro formado pelas restrições, movendo-se de um extremo para o outro, enquanto diminui o valor da função objectivo.

O algoritmo utilizado actua da seguinte forma:

- é escolhida uma variável, denominada variável de entrada seleccionando-se umas das variáveis não básicas;
- é seleccionada uma variável das variáveis básicas, denominada variável de saída, removendo-se a coluna correspondente das variáveis básicas;
- é actualizada a solução e o valor da função objectivo;
- verificada a condição de optimabilidade da solução obtida e termina o processo se a solução encontrada for a óptima. (MathWorks, 2007)