



Simulador dos Operadores de Mercado e de Sistema num Mercado de Energia Eléctrica considerando Restrições Intertemporais

Bruno André Pereira Santos Gomes

Licenciado em Engenharia Electrotécnica e de Computadores – Ramo de Sistemas de
Energia – Faculdade de Ciências e Tecnologia da Universidade de Coimbra

Dissertação submetida para satisfação parcial dos requisitos do programa do curso de
Mestrado em Engenharia Electrotécnica e de Computadores

(área de especialização em Sistemas de Energia)

Porto, Setembro de 2005

Dissertação realizada por

Bruno André Pereira Santos Gomes

Sob a supervisão de

Doutor João Paulo Tomé Saraiva

Professor Associado Agregado da Faculdade de Engenharia da Universidade
do Porto

Departamento de Engenharia Electrotécnica e de Computadores da Faculdade de Engenharia da
Universidade do Porto

“ ... o pessimista queixa-se do vento, o optimista espera que ele mude e o realista ajusta as velas ...”
(William George Ward)

“ ... a inspiração existe, mas tem de te encontrar a trabalhar ...”
(Picasso)

Resumo

O processo de reestruturação do sector eléctrico, iniciado nos Estados Unidos da América e no Chile nos finais dos anos 70 e intensificado na década de 90, deu origem ao desenvolvimento de mercados de electricidade um pouco por todo o mundo, essencialmente motivados pelos potenciais benefícios resultantes da separação das actividades da rede - estritamente monopolista - das de produção e comercialização, que podem ser realizadas em regime de concorrência. Nos dias de hoje, essencialmente por questões de ordem técnica e económica esse mesmo processo de reestruturação caracteriza-se, essencialmente, pelo desenvolvimento de mercados internacionais, dos quais se destacam, por exemplo, o *Nord Pool* e os projectos dos Mercados Ibérico e Europeu da electricidade.

Apesar das já duas décadas de experiência e dos diferentes estádios de desenvolvimento verificados em diversos países, não existe ainda nos dias de hoje um modelo universal e consensual quanto à estrutura mais adequada ao sector. Neste contexto, o presente trabalho visa a consolidação das experiências de alguns dos mais importantes mercados de electricidade europeus, em especial o mercado de electricidade espanhol, dada a sua relevância para o desenvolvimento e implementação do Mercado Ibérico da Electricidade, analisando igualmente a orientação das tomadas de decisão do Parlamento e do Conselho Europeu relativamente à estrutura organizativa do mercado interno europeu da electricidade.

Tendo em conta a previsível estrutura do Mercado Ibérico da Electricidade, bem como a actual estrutura, regras de actividade e algoritmo de funcionamento do mercado de electricidade espanhol, no presente trabalho é ainda apresentado um simulador dos Operadores de Mercado e de Sistema baseado num modelo de leilão multiperíodo num mercado de energia eléctrica, adoptando um modelo AC para a determinação dos trânsitos de potência e uma metaheurística (*Simulated Annealing*) para o tratamento das restrições intertemporais que afectam esses mesmos leilões multiperíodo.

Por último, com o objectivo de testar o desempenho da aplicação computacional desenvolvida são ainda apresentados os resultados de três simulações distintas baseadas numa rede de teste do IEEE de 24 nós e 38 ramos.

Abstract

The restructuring process of the electric sector, started in the United States of America and in Chile in the 70's years and intensified in the 90's years, gave origin to the development of numerous electricity markets all over of the world, essentially motivated by potential benefits that can result from the separation of the wiring activities – strictly monopolist – from those of production and commercialization, that can be operated in liberalized market. Nowadays, mostly by technical and economic reasons this restructuring process is essentially characterized by the development of international markets like, for example, the Nord Pool and the future Iberian and European electricity market.

Despite of the two decades of experiences and the different development stages observed in several countries, nowadays it still does not exist one universal and consensual model for the more adequate structure of the sector. In this context, the present work aims at studying in depth of the experiences of some of the most important European electricity markets, specially the Spanish electricity market, given its importance to the development and implementation of the Iberian electricity market, equally analysing the Decisions of the European Parliament regarding the structure of the European electricity market.

Taking into account the predictable structure of the Iberian electricity market as so the actual structure, rules of activity and algorithm of operation of the Spanish electricity market, in the present work it is presented a simulator for a multiperiod pool model in an electricity market, adopting an AC model for the calculation of the power flows and a metaheuristic (Simulated Annealing) to treat the inter-temporal constraints that affect this multiperiod pool.

Finally, with the purpose of testing the efficiency of the developed simulator they are still presented some results for three different simulations and case studies based on the 24 bus - 38 branch IEEE Test System.

Résumé

Le processus de restructuration du secteur électrique, surgi aux États-Unis de l'Amérique et aux Chili à la fin des années 70 et intensifié pendant les années 90, a originé le développement de marchés d'électricité de par le monde, motivés essentiellement par les bénéfices potentiels résultants de la séparation des activités du réseau – strictement monopoliste – de celles de production et de commercialisation, qui peuvent être réalisées en régime de concurrence. À nos jours, dû à des questions d'ordre technique et économique, ce même processus de restructuration se caractérise surtout par le développement de marchés internationaux, desquels sont mis en évidence, par exemple, le *Nord Pool* et les projets des marchés Ibérique et Européen de l'électricité.

Malgré les deux décades d'expérience et des différents étages de développement vérifiés dans divers pays, il n'y a pas encore actuellement un modèle universel et consensuel en ce qui concerne la structure la plus adéquate au secteur. Dans ce contexte, ce travail vise la consolidation des expériences de quelques-uns des plus importants marchés d'électricité européens, en spécial le marché d'électricité espagnol, étant donné sa pertinence pour le développement et implémentation du Marché Ibérique de l'Électricité, analysant également l'orientation des prises de décision du Parlement et du Conseil Européen par rapport à la structure organisationnelle du marché interne européen de l'électricité.

Étant donné la structure prévisible du Marché Ibérique d'Électricité, ainsi que l'actuelle structure des règles d'activité et l'algorithme de fonctionnement du marché d'électricité espagnol, nous présentons dans ce travail un simulateur des Opérateurs de Marché et de Système basé sur un modèle d'enchère multipériode dans un marché d'énergie électrique, adoptant un modèle AC pour la détermination des transits de puissance et une métaheuristique (*Simulated Annealing*) pour le traitement des restrictions inter-temporelles qui affectent ces mêmes enchères multipériode.

Finalement, des résultats des trois simulations distinctes basées sur un réseau de test du IEEE ayant 24 noeuds et 38 branches sont présentés suivant l'objectif de tester l'accomplissement de l'application computationnelle développée.

Agradecimentos

A conclusão de um curso de Mestrado representa um marco importante na carreira profissional de qualquer indivíduo, não só pela aprendizagem técnica que proporciona, mas também pelo esforço e dedicação que implica no decorrer de toda a sua execução. Neste sentido, não procurarei ao longo desta página descrever tudo o quanto neste momento gostaria de expressar, mas antes deixar apenas o registo de um conjunto de personalidades que, de uma forma directa ou indirecta, contribuíram para o sucesso deste trabalho.

Assim, e em primeiro lugar, gostaria de expressar o meu agradecimento à minha esposa Emília para quem a dedicação familiar, a compreensão e o apoio não conheceram limites no decorrer destes dois últimos anos. Em segundo lugar ao meu filho Bruno Tiago, por me ter feito compreender que os mais maravilhosos momentos da vida se encontram nas mais simples acções do ser humano, tantas vezes presentes numa relação de parentesco como aquela que nos une. A sua inocência, a sua alegria, o sentido de responsabilidade que soube reclamar do seu pai foram também decisivos na conclusão deste trabalho.

“... a alegria não está nas coisas. Está em nós ...”
(Goethe)

Ao Professor Doutor João Paulo Tomé Saraiva, com quem tive o privilégio de conviver ao longo destes últimos doze meses, quero agradecer a forma nobre segundo a qual conduziu o desenrolar do trabalho que agora é apresentado. A sua incansável dedicação, organização, rigor e metodologia de trabalho, mais do que um factor chave de sucesso deste trabalho são para mim um exemplo de profissionalismo a seguir.

Ao Mestre André Sá o seu breve, mas frutuoso apoio no desenvolvimento deste trabalho.

A todos os Professores do curso de Mestrado em Engenharia Electrotécnica e de Computadores da Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, quero agradecer a forma como neste curso souberam transmitir um tão vasto e imprescindível conjunto de conhecimentos.

Aos colegas do Departamento de Engenharia Electrotécnica da Escola Superior de Tecnologia e Gestão de Leiria, quero agradecer o apoio e compreensão demonstrada no decorrer da realização deste curso de Mestrado.

Aos meus Pais por toda a confiança e esperança que em mim sempre depositaram, pelos seus conselhos e exemplo de vida e dedicação.

A todos os colegas do curso de Mestrado pelo apoio, boa disposição e, principalmente, pela integração que me proporcionaram na Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto.

Índice

1. Introdução	1
1.1. Aspectos gerais, motivação e objectivos	1
1.2. Estrutura do texto	2
2. Reestruturação do sector eléctrico	4
2.1. Regulação	4
2.2. Mercados de electricidade a nível internacional	6
2.3. O mercado europeu da energia	7
2.3.1. Regulação	8
2.3.2. Acesso às redes e o trabalho dos Fóruns de Florença e Madrid	10
2.3.3. Elegibilidade	12
2.3.4. Despacho e gestão do sistema	12
2.3.5. Liberdade de investimento	13
2.3.6. Consequências ambientais	14
2.3.7. Segurança de aprovisionamento	15
2.4. Conclusão	15
3. Estrutura de alguns mercados europeus	17
3.1. O mercado de electricidade espanhol	17
3.1.1. Sequência e processos do mercado	18
3.1.2. Mercado diário	19
3.1.2.1. Algoritmo de determinação do preço marginal	23
3.1.2.2. O programa diário base de funcionamento	27
3.1.3. Programa diário viável	27
3.1.4. Contratos	29
3.1.5. O mercado intradiário	29
3.1.6. Programa horário final	31
3.1.7. Gestão técnica	31
3.1.8. Liquidações	32
3.1.9. Alguns resultados	33
3.2. O mercado de electricidade em Inglaterra e Gales	34
3.2.1. A reestruturação do sector eléctrico	35
3.2.2. O mercado <i>spot</i> de electricidade	36
3.2.2.1. Comercialização externa ao pool	40
3.2.2.2. Transmissão e distribuição	40
3.2.2.3. Gestão de congestionamentos e perdas	40
3.2.2.4. Serviços auxiliares	41
3.2.2.5. O desempenho do <i>pool</i>	42
3.2.2.6. Interactividade dos mercados de gás e electricidade	44
3.2.2.7. Distorções no mercado de electricidade	46
3.2.3. A revisão do pool e o <i>Energy White Paper</i>	48
3.2.4. New Electricity Trading Arrangements	49
3.2.4.1. Mercados de curto-prazo	50
3.2.4.2. Mercado de ajustes	51
3.2.4.3. Mecanismos de controlo flexíveis	53
3.2.4.4. Preços do mercado de electricidade	53
3.2.5. Sistema eléctrico escocês	54
3.2.6. British Electricity Trading and Transmission Arrangements – BETTA	56
3.2.6.1. Acesso às redes de transmissão	56

3.2.6.2.	Operadores de Sistema e das redes de transmissão	57
3.3.	Nord Pool	58
3.3.1.	A actividade de produção	60
3.3.2.	A estrutura do <i>Nord Pool</i>	63
3.3.3.	Elspot	64
3.3.4.	Elbas	67
3.3.5.	Mercado em tempo real	68
3.3.6.	Mercado financeiro de futuros	72
3.3.7.	O desempenho do mercado	74
3.4.	Mibel	75
3.4.1.	O modelo de organização do MIBEL	77
3.4.2.	Sistemas tarifários	78
3.4.3.	Custos ociosos	79
3.4.4.	Monitorização do funcionamento do mercado	80
3.4.5.	Segurança de abastecimento	80
3.4.6.	Gestão técnica	81
3.4.7.	A actividade de produção	82
4.	Simulador dos Operadores de Mercado e de Sistema	84
4.1.	Aspectos gerais	84
4.2.	Dados	86
4.2.1.	Nós	86
4.2.2.	Linhas	86
4.2.3.	Centros produtores	87
4.2.4.	Transformadores	87
4.2.5.	Contratos bilaterais	88
4.3.	Operador de Mercado	88
4.3.1.	Formulação monoperíodo	88
4.3.2.	Formulação multiperíodo	90
4.3.3.	Fluxograma do Operador de Mercado	92
4.4.	Operador de Sistema	92
4.5.	Consideração de restrições intertemporais ou de sistema	94
4.5.1.	Aspectos gerais	94
4.5.2.	Decisões específicas do problema	96
4.5.3.	Formulação matemática do problema	96
4.5.4.	Algoritmo	98
4.6.	Interface com o utilizador	102
5.	Casos de estudo	105
5.1.	Dados da rede	105
5.2.	Caso de estudo 1	108
5.2.1.	Propostas de compra/venda de electricidade e contratos bilaterais	108
5.2.2.	Resultados dos Operadores de Mercado e de Sistema	111
5.2.3.	Resultados da resolução das condições de complexidade e restrições do sistema	114
5.3.	Caso de estudo 2	118
5.3.1.	Propostas de compra/venda de electricidade e contratos bilaterais	118
5.3.2.	Resultados dos Operadores de Mercado e de sistema	120
5.3.3.	Resultados da resolução das condições de complexidade e restrições do sistema	123
5.4.	Caso de estudo 3	127
5.4.1.	Propostas de compra/venda de electricidade e contratos bilaterais	127
5.4.2.	Resultados dos Operadores de Mercado e de sistema	129

5.4.3. Resultados da resolução das condições de complexidade e restrições do sistema	132
6. Conclusões e desenvolvimento futuro	136
Bibliografia	138
Lista de sites web	144
Anexo A	
Anexo B	
Anexo C	

Índice de Figuras

Figura 3.1	- Sequência de actividades no mercado de electricidade espanhol (fonte: Operador del mercado ibérico de energia, 2003a).	19
Figura 3.2	- Algoritmo de determinação do preço marginal (fonte: Operador del Mercado Ibérico de Energia 2003a).	24
Figura 3.3	- Processo de resolução de restrições técnicas (fonte: Operador del mercado ibérico de energia, 2003a).	28
Figura 3.4	- Sequência de actividades no mercado intradiário (fonte: Operador del mercado ibérico de energia, 2003a).	30
Figura 3.5	- Quantidade de energia eléctrica transaccionada diariamente no mercado no período compreendido entre 1998 e 2004 (fonte: Operador del mercado ibérico de energia, 2003a).	34
Figura 3.6	- Percentagem de energia transaccionada em cada um dos mercados e procedimentos de operação técnica que integram o mercado de produção e correspondentes volumes económicos (fonte: Operador del Mercado Ibérico de Energia, OMEL, 2003a).	34
Figura 3.7	- Estrutura do mercado de I&G em 1991 (fonte: Fehr <i>et al.</i> , 1998).	36
Figura 3.8	- Determinação do <i>System Marginal Price</i> e respectiva ordem de mérito económica genérica do sistema (fonte: Fehr <i>et al.</i> , 1998).	37
Figura 3.9	- Preços médios do <i>pool</i> no período compreendido entre 1990 e 1998 (fonte: Green, 1998).	42
Figura 3.10	- Curvas de duração anual do PPP nos anos de 1991/92, 1993/94 e 1996/97 (fonte: OFFER, 1998).	42
Figura 3.11	- Ponta da carga, capacidade e reserva no sistema eléctrico de I&G no período compreendido entre 1990/91 e 1996/97 (fonte: OFFER, 1998).	44
Figura 3.12	- Percentagem de tempo mensal em que as unidades de produção propriedade da <i>National Power</i> , <i>PowerGen</i> , <i>Eastern</i> e <i>First Hydro</i> definiam os preços do <i>pool</i> (SMP) (fonte: OFFER, 1998).	44
Figura 3.13	- Mecanismos de comercialização no NETA e respectiva relação com o instante de encerramento diário das transacções (<i>Gate Closure</i>) (fonte: OFGEM, 2001).	50
Figura 3.14	- Preços médios do SSP e SBP desde o instante inicial de funcionamento do NETA (fonte: OFGEM, 2001a).	52

- Figura 3.15 - Preços no mercado de electricidade de I&G e efeito do adiamento da implementação do NETA (fonte: OFGEM, 2001a)). 54
- Figura 3.16 - Sistema existente aquando do NETA – Integração das funções de *System Operator* (SO) e *Transmission Operator* (TO) (à esquerda); Modelo do BETTA - Integração das funções de *System Operator* e *Transmission Operator* (TSO) em I&G e separação das funções de *System Operator* e *Transmission Operator* na Escócia (à direita). 58
- Figura 3.17 - O mercado de electricidade *Nord Pool* em 1999 (fonte: Carlsson, 1999). 59
- Figura 3.18 - Capacidade e tipo de tecnologia de produção de electricidade nos países nórdicos (2003) (fonte: Nord Pool Spot ASA, 2004b). 61
- Figura 3.19 - Interligações previstas e existentes entre os países nórdicos e entre estes e outros países vizinhos da Europa (fonte: Nordel 2002). 62
- Figura 3.20 - Evolução do consumo e da capacidade instalada de produção na área Nordel relativamente aos níveis de 1990 (fonte: Nordel, 2002). 62
- Figura 3.21 - A estrutura do *Nord Pool* (fonte: Nordel 1999). 63
- Figura 3.22 - Comportamento dos participantes no mercado de electricidade (fonte: Nord Pool Spot ASA, 2004a). 64
- Figura 3.23 - Sequência de actividades diárias no *Elspot*. 65
- Figura 3.24 - Formato das propostas horárias no mercado *Elspot* (fonte: Nord Pool Spot ASA, 2004a). 67
- Figura 3.25 - Actividade temporal no *Elbas* (fonte: Nord Pool Spot ASA, 2004a). 68
- Figura 3.26 - Princípio de funcionamento do *Regulation Power Market* (fonte: Nordel, 2000). 70
- Figura 3.27 - Áreas síncronas no norte da Europa (fonte: Nordel, 2000). 71
- Figura 3.28 - Liquidação dos desequilíbrios dos participantes na Noruega (fonte: Nordel, 2000). 72
- Figura 3.29 - Contratos no mercado financeiro do *Nord Pool* (fonte: Nord Pool Spot ASA, 2004b). 73
- Figura 3.30 - Volume de transacções no mercado financeiro do *Nord Pool* (fonte: Nord Pool Spot ASA, 2004b). 74
- Figura 3.31 - Volumes de energia eléctrica transaccionados no mercado *spot* de electricidade no período compreendido entre 1993 e 2003 (fonte: Nord Pool Spot ASA, 2004a). 74
- Figura 3.32 - Preços da electricidade para os consumidores industriais na Noruega, Suécia, I&G e Dinamarca (fonte: Dugstad et al.). 75

Figura 3.33	- Preços da electricidade do mercado <i>spot</i> e dos consumidores domésticos incluindo as tarifas de transporte (Noruega) (fonte: Dugstad <i>et al.</i>).	75
Figura 4.1	- Fluxograma genérico do algoritmo implementado.	85
Figura 4.2	- Modelo equivalente de um transformador com regulação de tensão no primário.	87
Figura 4.3	- Esquema tipo de um contrato bilateral.	88
Figura 4.4	- Fluxograma do módulo do Operador de Mercado.	92
Figura 4.5	- Fluxograma do método de <i>Newton-Raphson</i> .	93
Figura 4.6	- Escala de temperaturas $T(n)$	95
Figura 4.7	- Algoritmo implementado.	102
Figura 4.8	- Folha de apresentação do software desenvolvido.	102
Figura 4.9	- Folha “Opções do Simulador” do software desenvolvido.	103
Figura 4.10	- Folha “Opções do Simulador”: selecção do ficheiro de dados.	104
Figura 5.1	- Esquema unifilar da rede de teste de 24 nós do IEEE.	106
Figura 5.2	- Curvas agregadas das propostas de compra e venda de electricidade para cada hora do período de programação.	111
Figura 5.3	- Evolução da função de aceitação para a situação actual de pesquisa (linha a tracejado) e para o melhor valor encontrado (traço contínuo).	117
Figura 5.4	- Curvas agregadas de compra e venda de electricidade para cada hora do período de programação.	120
Figura 5.5	- Evolução da função de aceitação para a situação actual de pesquisa (linha a tracejado) e para o melhor valor encontrado (traço contínuo).	126
Figura 5.6	- Curvas agregadas de compra e venda de electricidade para cada hora do período de programação.	129
Figura 5.7	- Evolução da função de aceitação para a situação actual de pesquisa (linha a tracejado) e para o melhor valor encontrado (traço contínuo).	135

Índice de tabelas

Tabela 3.1	- Estrutura do mercado de electricidade de I&G após conclusão do processo de reestruturação do sector eléctrico (fonte: Fehr <i>et al.</i> , 1998).	36
Tabela 3.2	- Estrutura do mercado de electricidade de I&G em 1996 (fonte: Fehr <i>et al.</i> , 1998).	43
Tabela 5.1	- Dados dos 24 barramentos da rede de teste.	107
Tabela 5.2	- Características dos centros produtores.	107
Tabela 5.3	- Características dos cinco transformadores da rede.	108
Tabela 5.4	- Características das 33 linhas da rede.	108
Tabela 5.5	- Características das propostas de compra de electricidade.	109
Tabela 5.6	- Características dos contratos bilaterais.	109
Tabela 5.7	- Características das propostas de venda de electricidade.	110
Tabela 5.8	- Despachos de produção horários ordenados por ordem crescente de preços (do primeiro período).	112
Tabela 5.9	- Despachos de carga horários ordenados por ordem decrescente de preços.	112
Tabela 5.10	- Resumo dos resultados dos barramentos (tensões) para cada hora do período de programação.	113
Tabela 5.11	- Resumo dos resultados dos trânsitos de potência nos transformadores (primário) para cada hora do período de programação.	113
Tabela 5.12	- Resumo dos resultados dos trânsitos de potência nas linhas (emissão) para cada hora do período de programação.	114
Tabela 5.13	- Despachos de produção horários (ordenados por ordem crescente de preços do primeiro período) obtidos após resolução das condições de complexidade.	115
Tabela 5.14	- Resumo dos resultados dos barramentos (tensões) para cada hora do período de programação após resolução das condições de complexidade.	115
Tabela 5.15	- Resumo dos resultados dos trânsitos de potência nos transformadores (primário) para cada hora do período de programação após resolução das condições de complexidade.	116
Tabela 5.16	- Resumo dos resultados dos trânsitos de potência nas linhas (emissão) para cada hora do período de programação após resolução das condições de complexidade.	116
Tabela 5.17	- Características das propostas de compra de electricidade.	118

Tabela 5.18 - Características das propostas de venda de electricidade.	119
Tabela 5.19 - Despachos horários provisórios de produção ordenados por ordem crescente de preços (do primeiro período).	121
Tabela 5.20 - Despachos horários de carga ordenados por ordem decrescente de preços.	121
Tabela 5.21 - Resumo dos resultados dos barramentos (tensões) para cada hora do período de programação.	122
Tabela 5.22 - Resumo dos resultados dos trânsitos de potência nos transformadores (primário) para cada hora do período de programação.	122
Tabela 5.23 - Resumo dos resultados dos trânsitos de potência nas linhas (emissão) para cada hora do período de programação.	123
Tabela 5.24 - Despachos horários de produção (ordenados por ordem crescente de preços do primeiro período) obtidos após resolução das condições de complexidade e restrições do sistema.	124
Tabela 5.25 - Resumo dos resultados dos barramentos (tensões) para cada hora do período de programação após resolução das condições de complexidade e restrições do sistema.	124
Tabela 5.26 - Resumo dos resultados dos trânsitos de potência nas linhas (emissão) para cada hora do período de programação após resolução das condições de complexidade e restrições do sistema.	125
Tabela 5.27 - Resumo dos resultados dos trânsitos de potência nos transformadores (primário) para cada hora do período de programação após resolução das condições de complexidade e restrições do sistema.	125
Tabela 5.28 - Características das propostas de compra de electricidade.	127
Tabela 5.29 - Características das propostas de venda de electricidade.	128
Tabela 5.30 - Despachos horários provisórios de produção ordenados por ordem crescente de preços (do primeiro período).	130
Tabela 5.31 - Despachos horários de carga ordenados por ordem decrescente de preços do período 1.	130
Tabela 5.32 - Resumo dos resultados dos barramentos (tensões) para cada hora do período de programação.	131
Tabela 5.33 - Resumo dos resultados dos trânsitos de potência nos transformadores (primário) para cada hora do período de programação.	131

Tabela 5.34 - Resumo dos resultados dos trânsitos de potência nas linhas (emissão) para cada hora do período de programação.	132
Tabela 5.35 - Despachos horários de produção (ordenados por ordem crescente de preços do primeiro período) obtidos após resolução das condições de complexidade e restrições do sistema.	133
Tabela 5.36 - Resumo dos resultados dos barramentos (tensões) para cada hora do período de programação após resolução das condições de complexidade e restrições do sistema.	133
Tabela 5.37 - Resumo dos resultados dos trânsitos de potência nas linhas (emissão) para cada hora do período de programação após resolução das condições de complexidade e restrições do sistema.	134
Tabela 5.38 - Resumo dos resultados dos trânsitos de potência nos transformadores (primário) para cada hora do período de programação após resolução das condições de complexidade e restrições do sistema.	134

1. Introdução

1.1. Aspectos gerais, motivação e objectivos

Até há relativamente poucos anos atrás, o sector eléctrico nos mais diversos países encontrava-se genericamente organizado em torno de um conjunto de empresas verticalmente integradas, maioritariamente de propriedade estatal, responsáveis pela produção, transporte e distribuição de energia eléctrica aos consumidores das respectivas áreas de influência de acordo com tarifas fixadas em muitos casos, por intervenção directa dos governos. Este modelo de integração vertical permitiu o desenvolvimento de centrais produtoras, redes de transporte e distribuição de grande porte, sob o argumento da existência de economias de escala. Ao mesmo tempo, permitiu aos poderes públicos implementar políticas de natureza estratégica e social, como a uniformidade tarifária, a electrificação rural e o aproveitamento de recursos endógenos.

A partir dos finais da década de 70 (após o primeiro grande choque petrolífero) este modelo organizacional tradicional começou a ser posto em causa com a criação, nos Estados Unidos da América (E.U.A.), da figura do produtor independente e com a obrigação das empresas tradicionais verticalmente integradas de adquirirem a energia por eles produzida. Foi porém já no início da década de 90 que este processo de reestruturação do sector eléctrico sentiu uma evolução significativa, essencialmente motivado pelos potenciais benefícios decorrentes da separação das actividades da rede – estritamente monopolistas – das de produção e comercialização, que podem ser realizadas em regime de concorrência.

Devido a esta nova concepção do negócio da electricidade, a exploração e o planeamento dos sistemas de energia eléctrica assumem uma dimensão diferente. Cada empresa de produção decide quando e quanto produzir, a gestão da água nas suas albufeiras e os planos de manutenção das suas centrais. As decisões de investimento em novas centrais de produção não são tomadas centralmente por nenhuma entidade ou empresa responsável pela garantia do fornecimento de energia, mas sim por investidores privados que consideram que o seu investimento será rentável, não sendo responsáveis pela garantia do fornecimento global. Assim, a abertura de determinadas actividades do sector à concorrência desloca decisões críticas, até então da responsabilidade dos respectivos governos, para o mercado propiciando (quando devidamente implementada) melhorias de eficiência da produção de electricidade, alocação económica de recursos, preços mais reduzidos para os consumidores, melhor alocação de risco, estímulo ao crescimento económico e à competitividade.

Mais recentemente, essencialmente motivado por questões de índole técnica e económico, tanto na produção como no transporte de electricidade, assistiu-se um pouco por todo o mundo ao início de um processo de internacionalização dos mercados no âmbito da reestruturação do sector eléctrico, de que se destacam, entre outros, o *Nord Pool* e os projectos dos Mercados Ibérico e europeu da electricidade, analisados em maior detalhe no decorrer deste trabalho.

Apesar deste processo se desenrolar há cerca de duas décadas, não se chegou contudo ainda a um consenso universal e inequívoco sobre o modelo mais adequado para a estrutura do sector. Observam-se estágios de desenvolvimento diversificados em diversos países, sendo os *case studies* habitualmente reportados, entre outros, à Grã-Bretanha, à Escandinávia, à Espanha e à União Europeia. Neste contexto, um dos objectivos deste trabalho consiste em consolidar as experiências deste sector em rápida transformação através da realização de um estudo aprofundado dos processos de reestruturação dos principais mercados de electricidade europeus analisando as suas estruturas, regras de actividade e algoritmos de funcionamento, com especial ênfase para o mercado de electricidade espanhol tendo em

vista o início do funcionamento do Mercado Ibérico da Electricidade (MIBEL). Pretende-se assim, adquirir conhecimentos relativos a esses processos, desde as suas motivações e razões económicas até à construção de possíveis cenários para a nova estrutura do mercado europeu de energia eléctrica. A aquisição de conhecimentos numa área emergente, estratégica e fundamental dos sistemas de energia eléctrica nesta nova organização como é a exploração e funcionamento das redes eléctricas num ambiente de reestruturação, cada vez mais marcado pela internacionalização dos mercados, constitui ainda uma motivação acrescida para o estudo deste tema.

Apesar da experiência adquirida até à presente data validar a expectativa de melhor desempenho económico do sector, exemplos existem em que esses mesmos objectivos não foram adequadamente alcançados entre outros aspectos, pelo facto das suas estruturas, regras de actividade e algoritmos de funcionamento desrespeitarem de algum modo regras básicas e essências de funcionamento dos mercados. Neste contexto, são inúmeros os esforços verificados um pouco por todo mundo na tentativa de resolução das questões relacionadas com o modo imperfeito de funcionamento desses mercados, não só no que respeita à adopção de diferentes estruturas, como também na implementação de algoritmos e regras de funcionamento que melhor se adaptem a esse ambiente. Assim sendo, um outro objectivo deste trabalho consiste no desenvolvimento de um simulador de um modelo de leilão multiperíodo num mercado de energia eléctrica, adoptando um modelo AC para a determinação dos trânsitos de potência e uma metaheurística (*Simulated Annealing*) para o tratamento das restrições intertemporais que afectam esses mesmos leilões multiperíodo. A inclusão destas restrições visa conferir um maior realismo à aplicação desenvolvida contribuindo assim para diminuir a distância, muitas vezes referida, entre modelos de funcionamento de mercados e a realidade de operação dos sistemas eléctricos fortemente condicionada por aspectos técnicos.

Dada a importância do mercado de electricidade espanhol na futura operação do MIBEL, o desenvolvimento da referida aplicação computacional foi ainda orientado no sentido da consideração de diversas regras de actividade desse mesmo mercado.

1.2. Estrutura do texto

O texto apresentado encontra-se dividido em seis capítulos distintos, ao longo dos quais serão abordados temas relacionados com as características de funcionamento de alguns dos principais mercados de electricidade europeus, bem como apresentados de forma detalhada os diversos módulos constituintes do simulador desenvolvido (simulador dos Operadores de Mercado e de Sistema num mercado de energia eléctrica considerando restrições intertemporais).

O capítulo 1 integra os aspectos gerais, motivação, objectivos e estrutura do texto.

O capítulo 2 integra uma breve descrição histórica da evolução do sector eléctrico num contexto internacional, bem como uma breve apresentação das principais actividades de reestruturação do sector eléctrico em curso em diversos países. Neste capítulo é ainda efectuada uma análise um pouco mais detalhada do desenvolvimento do processo de criação do mercado europeu da energia.

No capítulo 3 é analisada de forma detalhada a estrutura, as regras de actividade e os algoritmos de funcionamento dos mercados de electricidade de Inglaterra e Gales, *Nord Pool* e, em especial, do mercado de electricidade espanhol tendo em vista o início de funcionamento do MIBEL. A extensão elevada que este capítulo assume resulta do elevado grau de detalhe que se considerou conveniente adoptar tendo em vista que a aquisição de conhecimentos nesta área era um objectivo importante deste trabalho.

No capítulo 4 são descritos os modelos técnicos do mercado de electricidade e descritos os simuladores dos Operadores de Mercado e de Sistema. Adicionalmente é ainda descrito o algoritmo adoptado para resolução das condições de complexidade das propostas de venda e das restrições de operação do sistema, adoptando a metaheurística *Simulated Annealing*.

Com o objectivo de complementar o capítulo anterior e, simultaneamente, evidenciar as potencialidades do simulador desenvolvido, no capítulo 5 são apresentados os resultados de diversas simulações utilizando a aplicação computacional desenvolvida, as quais tomam por base uma rede teste de 24 nós.

No capítulo 6, Conclusões e Desenvolvimento Futuro, são apresentadas as considerações finais referentes ao trabalho desenvolvido e referidos um conjunto de tópicos que permitirão aprofundar o trabalho agora apresentado.

2. Reestruturação do sector eléctrico

2.1. Regulação

Alguns investigadores consideram que as actuais formas de regulação constituem uma importação originária dos Estados Unidos da América (E.U.A.), embora a actividade de regulação de diversos sectores económicos tenha sido exercida no passado de forma muito diferente nos E.U.A e na Europa (Sá, 2003). De facto, em 1978, com a publicação do *Public Utility Policies Act* – PURPA, ocorreu no sistema organizativo do sector eléctrico dos E.U.A. a primeira grande modificação legislativa. Esta legislação obrigava as empresas tradicionais, estruturadas em termos de uma completa integração vertical, a adquirirem electricidade disponibilizada por actividades de cogeração ou obtida a partir de pequenas centrais utilizando energias renováveis, assumindo igualmente a continuidade de empresas de distribuição verticalmente estruturadas a operar em regime de monopólio (Sá, 2003; Chao *et al.*). Esta primeira liberalização da propriedade dos meios de produção de electricidade, para além dos monopólios existentes, constituiu o elemento detonador de um processo que acelerou fortemente nos anos 90 com a publicação do *Energy Policy Act* – EPA (1992) e as *Order 888 e 889* (1996) emitidas pela entidade reguladora a nível federal, *Federal Energy Regulatory Commission* – FERC (Sá, 2003).

Na Europa, a existência de estados sociais de carácter bastante intervencionista levou em muitos casos à existência de empresas de electricidade verticalmente integradas que, em muitos países, eram monopólios estatais.

Até à década de 80, a regulação do sector eléctrico em vários países da Europa era basicamente realizada pela imposição de obrigações de serviço público, por exemplo, a nível da adopção de programas de electrificação, da gestão da procura e de incentivos ao desenvolvimento de recursos endógenos em termos de cogeração ou energias renováveis. Este tipo de regulação revelava-se em geral muito menos transparente do que aquilo que ocorria nos E.U.A. em que já era usual a regulação independente.

A partir da década de 90, este cenário começou a alterar-se com a progressiva substituição de entidades públicas por entidades desenvolvendo actividades de interesse económico geral, a quem são impostas obrigações de serviço público em termos de continuidade e universalidade de acesso aos serviços prestados. Em termos económicos, a evolução tecnológica e a disponibilidade do gás natural reduziram as economias de escala e contribuíram para reduzir o tempo de construção de centrais e de amortização de investimentos. A nível político ocorreu uma clara mudança filosófica em relação à percepção de qual deverá ser o papel do estado na economia. De um estado intervencionista passa-se a um estado regulador que deverá garantir um conjunto de condições que possibilitem uma melhor distribuição dos recursos. Por outro lado, a reestruturação verificada em diversos outros sectores de actividade contribuiu para conferir aos consumidores um papel mais central e decisivo, na medida em que passam a poder seleccionar o fornecedor de diversos serviços (Sá, 2003).

Este movimento de reestruturação vertical foi acompanhado, ao nível da produção, por uma reestruturação horizontal tendo em vista a criação de diversas empresas que competissem no sector retirando a qualquer delas uma posição dominante. Ao nível da distribuição surgiu o conceito de comercialização resultante da separação jurídica entre actividades de exploração, manutenção e expansão das redes, por um lado, e actividades de relacionamento comercial com os clientes finais, por outro. Na verdade, o correcto funcionamento de um qualquer mercado organizado de electricidade requer a separação jurídica e contabilística entre, por um lado, actividades liberalizadas (produção e comercialização), cujos preços se estabelecem segundo critérios de mercado e, por outro lado,

actividades reguladas exercidas em regime de monopólio natural (distribuição, transporte, gestão comercial das redes, operação do sistema e operação do mercado), para as quais existem tarifas reguladas. De outra forma, poderiam ocorrer situações de subsidiação cruzada e de conflito de interesses actuando negativamente na confiança dos agentes e degradando a eficiência do mercado (Sá, 2003; ERSE/CNE, 2002a).

O primeiro país Europeu a implementar este tipo de regulação independente foi o Reino Unido, com a privatização nos anos 80 de empresas públicas de diversos sectores de actividade. No sector eléctrico, a reestruturação da indústria em Inglaterra e Gales originou a criação do OFFER – *Office of Electricity Regulation*, o qual viu o seu âmbito de intervenção alargado no ano 2000 ao sector do gás com a criação do *Office of Gas and Electricity Markets* – *OGEM*.

Em diversos países e áreas geográficas a reestruturação do sector eléctrico iniciou-se com o estabelecimento de mercados grossistas que permitiram modificar a forma tradicional de relacionamento entre entidades produtoras e grandes consumidores ou empresas distribuidoras.

O aprofundamento do processo de reestruturação tem vindo a permitir diminuir de forma progressiva os limiares de elegibilidade a partir dos quais as entidades consumidoras têm acesso directo ao mercado e a separar as 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, quaisquer activos em termos de redes de distribuição (Operador del Mercado Ibérico de Energia, 2003a).

Devido à inviabilidade económica e ambiental da multiplicação das redes eléctricas na mesma área geográfica, as actividades de rede são exercidas em regime de monopólio. Sendo assim, o mercado não está presente nas actividades de rede, não existindo portanto, condições de concorrência. Deste modo, a actividade de regulação do sector surge para incentivar a competição nas áreas onde esta não existe, ou existindo seja eventualmente imperfeita, sempre num contexto de reestruturação do sector eléctrico.

Deste ponto de vista a regulação corresponde a uma actividade mediante a qual são estabelecidas regras para o exercício de uma determinada actividade, visando acompanhar o funcionamento de 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. Preços de serviços prestados, remunerações, níveis de qualidade de serviço, penalidades por incumprimento de cláusulas contratuais, compensações a atribuir a clientes, níveis e planos de investimentos, são exemplos de regras relacionadas com a regulação (Sá, 2003).

Nos últimos dez anos, tem-se assistido a um processo de internacionalização dos mercados no âmbito da reestruturação do sector eléctrico. O *Nord Pool* constitui claramente a primeira experiência de um mercado de electricidade transnacional. Assim, não constituirá grande surpresa a criação de mercados na Península Ibérica, Europa Central - dando progressivamente origem a um mercado interno Europeu -, África do Norte e Sul de África, América do Norte (dentro e entre diversos estados dos E.U.A. e entre alguns destes estados e o Canadá) e América do Sul no âmbito do MERCOSUL.

Nos mercados de electricidade, o progressivo alargamento geográfico inclui, com cada vez maior frequência, situações em que as interligações se justificam menos por aspectos relacionados com a segurança e a estabilidade dos sistemas (como ocorria no passado) e mais por razões puramente comerciais colocando novos desafios à actividade de regulação. Com efeito, o estabelecimento de mercados transnacionais requer a existência de um elevado nível de harmonização de diversas práticas

regulatórias entre os países envolvidos, sob pena de existirem situações de concorrência desleal. Neste âmbito, a abordagem de aspectos tarifários por uso das redes em relação a trânsitos de potência transfronteiriços, as questões de reciprocidade nas condições de elegibilidade e o estabelecimento de padrões comparáveis de qualidade de serviço passam a assumir extrema relevância.

2.2. Mercados de electricidade a nível internacional

A maioria das experiências a nível internacional caracterizam-se pelo estabelecimento de entidades que actuam como operadores de mercado, diários e intradiários, para passarem ao desenvolvimento e incorporação de contratos de fornecimento diários e de médio prazo e, nos casos mais avançados, à implementação de mercados financeiros.

A criação de mercados de electricidade geridos por operadores de mercado independentes, como elemento comum para quase todas as experiências de liberalização dos sistemas eléctricos, obedece à necessidade de garantir a livre contratação e uma correcta formação dos preços. Trata-se pois de garantir o acesso em iguais condições à contratação de energia para todos os possíveis participantes.

O ano de 2003 e os primeiros meses de 2004 caracterizaram-se por uma continuidade na expansão dos mercados organizados, onde a contratação continuou crescendo, tanto na Europa como na América. Também se verificaram avanços no número de participantes nos mercados, tendo-se iniciado em vários deles a participação de produtores e comercializadores de pequena e média dimensão. Esta progressiva expansão dos mercados organizados reflectiu-se também no alargamento da capacidade de escolha de fornecedor por parte dos consumidores. Neste ponto, merece especial menção a Directiva Comunitária 2003/54/CE para o mercado interno europeu de electricidade na qual se estabeleceu a data de 1 de Julho de 2007 para que todos os consumidores europeus obtivessem a condição de elegibilidade.

Também os programas de gestão da procura são considerados como essenciais no desenvolvimento do consumo racional de energia pois, para além de contribuem para a segurança de fornecimento dos sistemas eléctricos e constituírem um factor relevante para o incremento da elasticidade da carga eléctrica, contribuem também para a resolução de problemas que poderão ocorrer pela existência de domínio de mercado do lado da oferta, evitando, simultaneamente, a existência de preços exacerbados ao proporcionarem uma utilização mais eficiente do parque eléctrico.

Esta evolução está na base dos requisitos de liquidez solicitados por muitas empresas aos mercados *spot* de electricidade, tanto para permitir a contratação de um maior número de agentes a preços correctamente formados, como para que essa liquidez e preços sirvam de fundamento ao desenvolvimento de operações de contratação a prazo e cobertura de risco nos mercados organizados de electricidade.

Também as interligações existentes entre os vários sistemas eléctricos constituem uma questão fundamental. As recentes interrupções de fornecimento ocorridas nos E.U.A., no Canadá, na Itália, na Suécia e no Reino Unido, deram lugar à actuação de diversos órgãos políticos e reguladores. Estas actuações, especialmente na Europa, evidenciaram a necessidade de que uma vez concluídos os processos de liberalização do fornecimento de energia em curso, se preste especial atenção a outros temas essenciais, como sejam, a segurança e coordenação de operação das redes e a segurança de abastecimento tanto a médio como a longo prazo.

A interacção entre sistemas eléctricos em cenários de segurança de operação e fornecimento serviu de base para enfatizar a necessidade de análise dos benefícios derivados da ampliação das interligações, da

criação de mercados regionais e de fomento à cooperação entre operadores de mercados limítrofes, com especial ênfase na resolução de situações de congestionamentos estruturais nas redes e na integração supranacional dos mercados, como seja o caso do mercado interno europeu.

Por último, constitui também uma questão relevante a relação entre a electricidade e o meio ambiente. Neste sentido, destaca-se a adopção pela União Europeia da Directiva 2001/77/CE sobre o comércio de emissões de gases de efeito de estufa como instrumento para dar cumprimento aos compromissos do Protocolo de Quioto. De forma independente aos problemas que poderão advir da situação de assimetria respectiva à adopção desse protocolo pela comunidade internacional, o comércio de emissões poderá ser um factor de dinamização de soluções eficientes e respeitadoras do meio ambiente e da actividade dos mercados organizados que incorporem este produto entre os negociados.

A liberalização dos mercados de electricidade é hoje uma realidade internacional que não conhece fronteiras. Exemplos de sistemas como o *Nord Pool* e os projectos do Mercado Ibérico e do mercado Benelux de electricidade, constituem um caminho, segundo o critério da União Europeia, conducente à criação do mercado interno europeu. Idênticos processos estão actualmente a ser desenvolvidos em outros continentes, como sejam os casos dos movimentos que englobam a Argentina, Brasil, Chile, Uruguai e Paraguai, por um lado, e a Colômbia, Equador, Venezuela e Peru, por outro, na América do Sul.

2.3. O mercado europeu da energia

A completa abertura do mercado europeu da energia constitui um factor chave para a melhoria da competitividade europeia e bem-estar dos cidadãos. A electricidade é a principal fonte de energia secundária na União Europeia (UE) e o sector da electricidade é um dos mais importantes da sua economia. A importância do gás natural no abastecimento de energia primária na UE está a aumentar, entre outras razões, por se tratar de um combustível particularmente indicado para a produção de electricidade (Operador del mercado ibérico de energia, 2003b).

Os custos de energia representam uma parte importante dos custos de produção europeus. Num mercado mundial e competitivo é essencial assegurar a eficiência no abastecimento de energia a preços concorrenciais. Os elevados preços do petróleo, conjugados com a indexação do preço do gás natural ao do petróleo, tradicional na Europa, tornaram claros os potenciais benefícios da concorrência entre empresas de gás natural, um elemento essencial para a criação do mercado interno da energia (Operador del mercado ibérico de energia, 2003b).

A abertura do sector da energia à concorrência foi concretizada muito mais tarde que a de outros sectores da economia no contexto do objectivo estabelecido em 1985 de criar, até 1992, um mercado único europeu sem fronteiras internas. As directivas relativas ao sector da electricidade (Directiva 96/92/CE) e do gás (Directiva 98/30/CE), adoptadas em 1996 e 1998, respectivamente, preencheram em parte esta lacuna e representaram um importante passo no sentido da criação de um mercado interno nestes sectores. O objectivo destas directivas foi o de abrir os mercados da electricidade e do gás natural através da introdução gradual da concorrência, aumentando, assim, a eficiência do sector da energia e a competitividade de toda a economia europeia (Operador del mercado ibérico de energia, 2003b).

Apesar das directivas anteriormente referidas terem reflectido as diferentes características técnicas e comerciais específicas de cada um dos sectores, elas basearam-se em grande parte nas mesmas medidas destinadas a abrir os mercados à concorrência. Os direitos de exclusividade de importação e exportação

de gás natural e electricidade, bem como de construção e exploração de instalações de gás e electricidade, foram abolidos com a aplicação destas directivas. Relativamente à electricidade, a construção de novas capacidades de produção foi plenamente aberta à concorrência (Operador del mercado ibérico de energia, 2003b).

A experiência da implementação das directivas 96/92/CE e 98/30/CE demonstraram os benefícios que poderiam resultar do mercado interno da electricidade em termos de ganhos de eficiência, redução de preços, aumento da competitividade e dos padrões da qualidade de serviço. Neste contexto, o Conselho Europeu de Lisboa de 23/24 de Março de 2002, considerou necessário trabalhar rapidamente para concretizar o mercado interno europeu da energia e solicitou à Comissão, ao Conselho e aos Estados-Membros que, em conformidade com as respectivas competências, acelerassem a liberalização em áreas tais como o gás e a electricidade.

A recente aprovação das novas directivas sobre electricidade^{2.1} (Directiva Comunitária 2003/54/CE – regras comuns para o mercado interno de electricidade – que revoga a anterior Directiva Comunitária 96/92/CE), juntamente com o regulamento relativo às condições de acesso à rede para o comércio transfronteiriço de electricidade (Regulamento 1228/2003)^{2.2}, marcam o início de uma nova fase na construção do mercado europeu da electricidade (Gonzalez *e tal.*, 1999). Por fim, com o objectivo de criar um mercado único de energia verdadeiramente integrado que garanta à UE a existência de um mercado concorrencial e a segurança de aprovisionamento energético, foi também aprovada a Directiva 2003/55/CE (regras comuns para o mercado interno do gás natural – que revoga a anterior Directiva Comunitária 98/30/CE), relativa ao sector do gás natural (Operador del mercado ibérico de energia, 2003b).

2.3.1. Regulação

O “pacote legislativo” da UE, de Junho de 2003, representa um passo importante no sentido da abertura e integração dos mercados de energia da UE. Pelo seu alcance e coerência, trata-se de uma situação sem paralelo noutros continentes que vai permitir o desenvolvimento de um dos maiores mercados integrados de electricidade do mundo servindo cerca de 450 milhões de cidadãos, com volumes anuais de consumo de cerca de 3400 TW.h.

^{2.1} A Directiva 2003/54/CE estabelece as regras comuns para as actividades de produção, transporte, distribuição e fornecimento de electricidade. Ela define as regras relacionadas com a organização e funcionamento do sector eléctrico, acesso ao mercado, os critérios e procedimentos aplicáveis no que diz respeito aos concursos, às autorizações e à exploração de redes.

^{2.2} O regulamento 1228/2003 tem por objectivo estabelecer as regras equitativas em matéria de comércio transfronteiriço de electricidade, aumentando, por conseguinte, a concorrência no mercado interno da electricidade e tendo em conta as especificidades dos mercados nacionais e regionais, o que implicará a criação de um mecanismo de compensação para os fluxos transfronteiriços de electricidade e o estabelecimento de princípios harmonizados no que se refere às tarifas para o transporte transfronteiriço e à atribuição das capacidades disponíveis de interligação entre as redes de transporte nacionais.

No entanto, ao liberalizar completamente os sectores da energia eléctrica e do gás natural, o legislador europeu não permitiu a sua “desregulação”. Pelo contrário, previu mecanismos que permitem, com a máxima transparência, definir as obrigações de serviço público e de protecção do consumidor^{2,3} que incumbem, eventualmente, a algumas empresas do sector e obrigou à criação, em todos os Estados-Membros, de autoridades reguladoras independentes. O mercado europeu de energia é assim um mercado regulado. Os legisladores nacionais podem continuar a definir, no quadro dos princípios e critérios acordados a nível comunitário, as missões de serviço público atribuídas a algumas empresas no interesse económico geral. A promoção de energias endógenas e da eficiência energética, a coesão social e territorial e a protecção dos consumidores mais vulneráveis, são alguns exemplos previstos nas novas directivas. As contrapartidas pela prestação de obrigações de serviço público devem reger-se pelo princípio da proporcionalidade e não podem colidir com o direito da concorrência, criando distorções inaceitáveis do ponto de vista do mercado interno.

Assegurada a compatibilidade do mercado interno da energia com as políticas nacionais através da possibilidade de definir e impor o cumprimento de obrigações de serviço público no respeito da subsidiariedade e da proporcionalidade, o legislador europeu pretendeu ainda proteger eficazmente os consumidores e evitar o aparecimento de concorrência selvagem. Para o efeito definiu um núcleo mínimo de competências e deveres das autoridades reguladoras nacionais.

A heterogeneidade dos ordenamentos jurídico-institucionais dos Estados-Membros não permite ao legislador europeu definir um formato institucional único para as autoridades reguladoras. No entanto, qualquer que seja esse formato, uma autoridade reguladora deve cumprir um vasto conjunto de obrigações, de que se destacam:

- proteger eficazmente os consumidores de energia;
- estabelecer as condições de acesso às redes, incluindo as tarifas;
- promover activamente o desenvolvimento de mercados concorrenciais de electricidade e do gás natural;
- manter sob supervisão e controlo os níveis de concorrência, qualidade, segurança de fornecimento e cumprimento das obrigações de serviço público;
- contribuir activamente para a construção do mercado interno, através da estreita colaboração com as restantes autoridades de regulação e com a Comissão Europeia.

Confiando na capacidade de resposta do Conselho das Entidades Reguladoras da Energia (CEER), a Comissão Europeia não deixou, porém, de referir a eventual necessidade de criação de uma autoridade reguladora europeia.

^{2,3} Neste intuito os Estados-Membros devem (Canazza *et al.*, 2004; <http://www.comel.es/>):

- impor às empresas do sector da electricidade obrigações de serviço público em matéria de segurança, incluindo a segurança de fornecimento, de regularidade, de qualidade e preço dos fornecimentos, bem como de protecção do ambiente, incluindo a eficiência energética;
- garantir que pelo menos todos os clientes domésticos e as pequenas empresas beneficiem do direito de serem abastecidos, a preços razoáveis, fácil e claramente comparáveis e transparentes, de electricidade de uma qualidade específica no seu território;
- adoptar as medidas que ajudem a evitar interrupções do fornecimento de energia;
- garantir a criação, para todos os clientes elegíveis, de um sistema de acesso às redes de transporte e distribuição a terceiros;
- garantir que os fornecedores de energia especificam nas suas facturas ou em documentos promocionais, a contribuição de cada fonte energética no conjunto de combustíveis utilizados, bem como os respectivos impactos ambientais (emissões de CO₂ e resíduos radioactivos) resultantes da produção de electricidade no ano precedente;
- implementar medidas que permitam alcançar os objectivos de coesão social, económica e de protecção do ambiente, as quais poderão incluir medidas de eficiência/gestão da procura como um meio de combater as alterações climáticas e a segurança de fornecimento;
- informar a Comissão de todas as medidas adoptadas para alcançar as obrigações de serviço público e universal, incluindo as medidas de protecção dos consumidores e do ambiente.

O conteúdo do novo Tratado Constitucional e o funcionamento da União Europeia após o alargamento de 2004, irão sem dúvida pesar na avaliação que as instituições comunitárias, oportunamente, farão sobre a necessidade de introduzir autoridades reguladoras europeias, não só na área da energia, mas também noutros sectores, tais como telecomunicações, transportes, serviços financeiros, entre outros. Neste contexto, foi constituída pela Comissão, a 11 de Novembro de 2003 (Decisão 2003/796/CE), o grupo europeu da electricidade e do gás o qual será composto pelos principais responsáveis das autoridades reguladoras nacionais com o objectivo de aconselhar e ajudar a Comissão a consolidar o mercado interno da energia, a facilitar a consulta, a coordenação e a cooperação das autoridades reguladoras nacionais, contribuindo para uma aplicação coerente, em todos os Estados-Membros, das Directivas 2003/54/CE, 2003/55/CE, do Regulamento 1228/2003 e para a possível elaboração da legislação comunitária no domínio da electricidade.

2.3.2. Acesso às redes e o trabalho dos Fóruns de Florença e Madrid

A capacidade de produção da UE pode não ser utilizada de forma eficiente se o comércio transfronteiriço permanecer limitado e os mercados forem essencialmente nacionais. Por exemplo, se as restrições físicas às exportações subsistirem é provável que sejam construídas novas instalações de produção num país, independentemente da existência de capacidade adicional noutro país em risco de encerramento. Uma situação deste tipo pode exercer um impacto ao nível da segurança de aprovisionamento se as novas instalações utilizarem uma fonte de energia importada – gás natural, por exemplo -, enquanto as centrais existentes que ameaçam o encerramento são alimentadas por fontes de energia, como as fontes renováveis, que suscitam menos ou nenhuns problemas em termos de segurança de aprovisionamento. Para resolver estas questões é essencial explorar adequadamente as possibilidades de comércio transfronteiriço no âmbito das seguintes acções:

- normas adequadas no que respeita à fixação de preços para o comércio transfronteiriço;
- regras para a atribuição e gestão da capacidade de interligação;
- aumento da capacidade de interligação física existente, desde que economicamente justificável.

Para tratar destas questões e, nomeadamente das duas primeiras considerações, a Comissão Europeia tomou a iniciativa de criar dois órgãos – o Fórum Europeu de Regulamentação da Electricidade, de Florença, em 1998, e o Fórum Europeu de Regulamentação do Gás, de Madrid, em 1999, os quais são constituídos por representantes dos Estados-Membros, pelas entidades reguladoras nacionais, pela Comissão Europeia, por operadores das redes de transporte, utilizadores das redes e por responsáveis pelas trocas de electricidade e gás.

Para estes dois Fóruns, o primeiro passo foi a criação de um organismo representativo dos operadores das redes de transporte. Assim, para a electricidade foi criada a Associação Europeia dos Operadores de Redes de Transporte (ETSO – *European Transmission System Operators*), que constitui um órgão totalmente novo e separado de outras associações ou organismos do sector da electricidade. Além disso, as entidades reguladoras nacionais da electricidade e do gás criaram o Conselho das Entidades Europeias Reguladoras da Energia (CEER).

Quando a Directiva 96/92/CE, relativa ao mercado da electricidade foi adoptada, cada Estado-Membro tratou da questão da tarifação do comércio transfronteiriço com base no seu próprio sistema nacional, o que conduziu a diferenças consideráveis das estruturas de preços na Comunidade. Alguns países cobraram encargos apenas aos consumidores, ao passo que outros os repartiram pelos produtores e pelos consumidores. Por outro lado, certos Estados-Membros cobraram encargos sobre os trânsitos de

potência e outros não o fizeram. Isto conduziu a distorções significativas da concorrência e, em muitos casos, a acumulações de tarifas, ou seja, a aplicação de tarifas por todos os países situados entre o produtor e o consumidor, abordagem que, em geral, não tem qualquer relação com os custos incorridos. A primeira tarefa do Fórum de Florença foi, por conseguinte, a aprovação de um sistema harmonizado de tarifação transfronteiriço que deu origem ao Regulamento 1228/2003, relativo às condições de acesso à rede para o comércio transfronteiriço de electricidade.

Por conseguinte, com a aprovação da Directiva 2003/54/CE e do referido regulamento, consumidores, fornecedores e produtores passaram a ter o direito de usar as redes de distribuição e transporte de energia, incluindo as interligações transfronteiriças, mediante o pagamento de tarifas reguladas. A existência de condições de acesso não discriminatórias e de tarifas reguladas que reflectem correctamente os custos, sem subsídios cruzados, permite o exercício efectivo do direito de acesso e uso das redes a terceiros e o desenvolvimento do comércio de electricidade. O chamado acesso negociado às redes, permitido pelas directivas de 1996 e 1998, revelou-se um obstáculo ao desenvolvimento dos mercados, pelo que foi agora abolido. Em todos os Estados-Membros da UE, a definição das condições de acesso às redes e a determinação das respectivas tarifas de utilização são competência das autoridades reguladoras independentes.

Neste contexto, os custos decorrentes de fluxos transfronteiriços de electricidade devem ser determinados com base nos custos adicionais médios previstos numa perspectiva a longo-prazo, tendo em conta perdas, o investimento em novas infra-estruturas e uma parte adequada do custo da infra-estrutura existente, na medida em que a infra-estrutura seja utilizada para o transporte de fluxos transfronteiriços, tendo especialmente em conta a necessidade de garantir a segurança de fornecimento.

Os proveitos provenientes da atribuição de capacidade de interligação (excepção poderá eventualmente ser feita às interligações em corrente contínua) devem ser utilizadas para uma ou mais das seguintes finalidades:

- garantia da disponibilidade real da capacidade atribuída;
- investimentos na rede para manter ou aumentar as capacidades de interligação;
- como benefício a ser tido em consideração pelas entidades reguladoras ao aprovarem a metodologia para o cálculo das tarifas da rede e/ou avaliarem se essas tarifas devem ser alteradas.

Ainda no âmbito do referido regulamento, a parte do montante total das tarifas de rede paga pelos produtores deve, sob reserva da necessidade de fornecer sinais de localização adequados e eficazes, ser inferior à parte paga pelos consumidores. Quando adequado, o nível das tarifas aplicadas aos produtores e/ou consumidores deve fornecer sinais de localização a nível europeu e ter em conta as perdas e os congestionamentos provocados na rede, bem como os custos de investimentos em infra-estruturas. Tal não impede os Estados-Membros de fornecerem sinais de localização no respectivo território ou de aplicarem mecanismos para assegurar que as tarifas de acesso às redes suportadas pelos consumidores sejam uniformes em todo o território. No caso de existirem sinais adequados e eficazes, as tarifas de acesso às redes a que produtores e consumidores estão sujeitos devem ser aplicadas independentemente dos países de destino e de origem da electricidade (Sá, 2003).

No âmbito da Directiva 2003/54/CE a operação das redes de distribuição e transporte terá de ser exercida por entidades legalmente separadas de outras entidades com interesses na produção e/ou comercialização de energia, garantindo assim tratamento não discriminatório a todos os utilizadores das redes. A experiência da UE, incluindo a experiência portuguesa relativa ao transporte de energia

eléctrica, mostra que só a separação legal garante de forma efectiva e eficaz o acesso não discriminatório às redes. Também neste contexto, as novas directivas vão mais longe que as anteriores, que apenas exigiam a separação contabilística e funcional, ao exigirem a separação legal.

No novo quadro legal comunitário, as redes passam a ser uma actividade autónoma, um negócio sem risco de mercado, ao serviço dos mercados de energia, isto é, de todos os agentes e de nenhum em particular.

A criação de empresas vocacionadas exclusivamente para o transporte e/ou distribuição de energia eléctrica facilita o comércio de energia não apenas no curto-prazo, permitindo a utilização eficiente das capacidades existentes, mas também no longo-prazo, permitindo o investimento eficiente na expansão das capacidades de transporte a nível nacional e transfronteiriço (saliente-se que no passado o desenvolvimento das redes era muitas vezes subordinado a estratégias determinadas ao nível da produção) (Gonzalez *et al.*, 1999). Neste intuito, e ao abrigo da Directiva 2003/54/CE, os Estados-Membros devem designar, ou solicitar às empresas proprietárias das redes de transporte e/ou de distribuição que designem, por um período a determinar pelos Estados-Membros, em função de considerações de eficácia e equilíbrio económico, um ou vários operadores das redes de transporte e distribuição, relativamente aos quais o referido diploma estabelece um conjunto de responsabilidades e obrigações a que os mesmos devem obedecer.

2.3.3. Elegibilidade

Com a entrada em vigor da Directiva 2003/54/CE em Julho de 2004, foi estabelecido como calendário para a total liberalização do fornecimento de energia eléctrica o mês de Julho de 2007, com a etapa intermédia de Julho de 2004 para todos os consumidores não domésticos^{2.4}. Actualmente, cerca de 80% do consumo é já livre de escolher o respectivo fornecedor. A passagem de 80 a 100% é marginal em termos de volume, mas importante em termos do número de consumidores abrangidos, uma vez que vai alargar a livre escolha de fornecedor aos consumidores domésticos especialmente nos países do sul da Europa.

2.3.4. Despacho e gestão do sistema

Sem prejudicar o fornecimento de electricidade afecto a obrigações contratuais, incluindo aquelas que derivam de programas específicos de promoção, o *Transmission System Operator* (TSO) deverá, sempre que tiver essa função, ser responsável por despachar as unidades de produção da sua área respectiva e determinar a utilização das interligações com outros sistemas. O despacho das unidades de produção deverá ser determinado com base nos critérios aprovados pelos respectivos Estados-Membros. Eles deverão tomar também em linha de conta a precedência económica da capacidade de produção disponível e as restrições técnicas do sistema.

^{2.4} No que se refere ao grau de abertura do mercado, as directivas 96/92/CE e 98/30/CE fixaram objectivos mínimos: no caso da electricidade, 30% do consumo doméstico em 2000 e 35% em 2003; no caso do gás, 20% em 2000 e 28% até 2003. Esta abertura ofereceu aos principais consumidores a possibilidade de escolherem livremente os seus fornecedores. Os produtores de electricidade a partir do gás beneficiaram da mesma possibilidade, independentemente do respectivo nível de consumo anual (Operador del mercado ibérico de energia, 2003b).

Um Estado-Membro poderá solicitar ao Operador de Sistema, quando efectua o despacho das unidades de produção, que dê prioridade às unidades de produção que utilizem fontes de energia renováveis, resíduos ou ainda às unidades de cogeração. Neste contexto, um Estado-Membro, por questões de segurança de fornecimento, poderá ainda impor que a prioridade de despacho anteriormente referida se efectue apenas até um limite de 15% da totalidade da energia necessária à satisfação do consumo de electricidade nesse mesmo estado.

Os TSO's deverão obter a energia que necessitam para fazer face às perdas e à reserva de capacidade no seu respectivo sistema (sempre que estes possuam esta função), de acordo com procedimentos de mercado transparentes e não discriminatórios.

2.3.5. Liberdade de investimento

A liberdade de investimento dos produtores encontra-se agora generalizada a todo o espaço da UE. Para a construção de nova capacidade de produção os Estados-Membros deverão adoptar procedimentos de autorização, tendo em linha de conta:

- a segurança do sistema eléctrico, das instalações e dos equipamentos associados;
- a protecção da segurança e da saúde pública;
- a protecção do meio ambiente;
- a utilização da terra;
- a utilização do espaço público;
- a eficiência energética;
- a natureza das fontes primárias;
- as capacidades económicas, técnicas e financeiras do candidato.

Para a pequena produção e/ou produção distribuída esses mesmos procedimentos de autorização deverão tomar em linha de conta as suas reduzidas dimensões e potencial impacto.

Os Estados-Membros deverão ainda assegurar a possibilidade de promover o desenvolvimento de tecnologias de produção em estado de desenvolvimento embrionário (no contexto da protecção ambiental), assim como, caso tenham falhado todas as restantes medidas dos lados da oferta e da procura, organizar concursos para construção de novas centrais eléctricas por forma a garantir adequados níveis de segurança de fornecimento.

A preocupação com a segurança de abastecimento de energia prende-se, essencialmente, com a crescente dependência energética da UE relativamente a importações de petróleo e gás natural, bem como com a realização dos investimentos necessários ao transporte de gás natural e à produção de energia eléctrica.

Como resposta às preocupações com a segurança de abastecimento surgem também os mercados grossista de electricidade e gás natural. Estes, embora não constituindo uma solução mágica que tudo resolve, não poderão igualmente ser considerados incapazes de proporcionar o nível desejado de segurança de fornecimento. Contudo, para que contribuam efectivamente para o reforço da segurança de abastecimento dessas formas de energia na UE, será necessário atender a três factores:

- os mercados em geral, e os mercados de energia em particular, possuem elementos constitutivos e regulatórios que não podem ser ignorados. Ignorar ou desrespeitar esses

elementos significa programar o desastre. Só mercados efectivamente concorrenciais, isto é, eficientes, cumprem os objectivos para que foram criados;

- o sucesso do mercado interno da energia e, em particular, do mercado interno do gás natural, depende também do relacionamento que for possível estabelecer com os agentes de países vizinhos da UE (Rússia e Norte de África), tradicionalmente exportadores. O envolvimento directo desses agentes será fundamental para garantir o correcto funcionamento do mercado e manter adequados níveis de segurança de fornecimento;
- indústrias intensivas em capital, como é o caso da electricidade, necessitam de regras estáveis e previsíveis. Neste contexto, intervenções políticas frequentes minam a credibilidade do mercado e potenciam o surgimento de problemas. Os casos da Califórnia e do Brasil são, a este respeito, paradigmáticos.

2.3.6. Consequências ambientais

A criação de um mercado interno da electricidade e do gás natural demonstrou, em muitos aspectos, ter efeitos positivos no ambiente devido à melhoria da qualidade das centrais, ao aumento da eficiência operacional e à utilização de combustíveis menos poluentes na produção de electricidade. Contudo, as consequências ambientais da abertura do mercado devem ser continuamente controladas pois, com esta abertura, os preços da electricidade poderão descer fazendo surgir uma série de desafios ambientais. Se os preços da electricidade diminuírem, a procura poderá aumentar, em parte, pelo menos, devido a esforços menos intensivos de racionalização de energia e de eficiência energética.

De igual modo, a plena concorrência pode significar que a electricidade produzida a partir de novas fontes de energia menos desenvolvidas (por exemplo, fontes renováveis e produção combinada de calor e electricidade) se torna menos atractiva, prejudicando assim a evolução no sentido da utilização de um conjunto de fontes menos poluentes na produção de electricidade. Neste sentido, as directivas referentes à electricidade e ao gás natural dão a possibilidade aos Estados-Membros de, no interesse económico geral, imporem obrigações de serviço público relativas à protecção do ambiente ao mesmo tempo que lhes permitem exigir aos operadores das redes de transporte e distribuição que, ao mobilizarem as instalações de produção, dêem prioridade a equipamentos que utilizem fontes de energia renováveis, resíduos, ou processos de produção que combinem calor e electricidade.

A Comissão Europeia, a fim de complementar as medidas tomadas a nível nacional, lançou diversas iniciativas legislativas, tais como:

- a criação de uma directiva relativa à promoção das fontes de energia renováveis no mercado interno da electricidade (Directiva 2001/77/CE), com o objectivo de garantir que o aumento da produção de electricidade a partir de fontes renováveis esteja em harmonia com o objectivo indicativo de toda a UE de duplicar a quota das energias renováveis no consumo interno bruto de energia até 2010;
- a criação de uma directiva relativa à promoção da produção combinada de calor e electricidade (Directiva 2004/8/CE), também com o objectivo de aumentar a quota de cogeração na UE até 2010;
- o controlo das emissões das centrais eléctricas por intermédio da regulamentação introduzida pelas Directivas 88/609/CEE (*Grandes Instalações de Combustão*) e 96/61/CE (*Prevenção e Controlo Integrados da Poluição*);
- a aprovação de um plano energético e de economia de energia com vista à melhoria anual de 1% da intensidade energética. Para o efeito a Comissão estabeleceu um conjunto de iniciativas, tais como, a criação de um imposto à escala Comunitária sobre a energia/CO₂ e

a aprovação de um conjunto de diplomas que prevêm regras rigorosas sobre auxílios estatais a medidas de gestão da procura e promoção da cogeração e das fontes de energia renováveis.

2.3.7. Segurança de aprovisionamento

O *Livro Verde* da Comissão “Para uma estratégia europeia de segurança do aprovisionamento energético” analisa com algum pormenor a questão da segurança do aprovisionamento e as suas relações com a realização de um mercado interno da electricidade e do gás, concluindo relativamente a estas questões, que a integração dos mercados de energia contribui para a segurança de aprovisionamento, contando que tais mercados estejam realmente integrados.

No âmbito destas conclusões, o *Livro Verde* salienta, nomeadamente, a importância vital reconhecida à segurança de aprovisionamento enquanto obrigação essencial de serviço público, analisando ainda as disposições contidas nas directivas do gás e da electricidade que garantem a consecução da segurança de aprovisionamento num mercado aberto e concorrencial, quer a nível nacional quer comunitário. Fundamentalmente, as directivas contêm disposições que asseguram que todas as salvaguardas de que dispõem os Estados-Membros para garantirem a segurança do aprovisionamento energético permanecem inalteradas com a introdução da concorrência. Assim, os Estados-Membros são, por exemplo, obrigados a prever a possibilidade de lançar concursos tendo em vista a obtenção de capacidade de produção suplementar em conjunto com acordos de compra mantendo, igualmente, a possibilidade de, se for caso disso, limitar as aquisições de gás a um único fornecedor. Deste modo, a criação do mercado interno implicará um nível mais elevado de interligação dos mercados da electricidade e do gás, bem como uma maior diversidade de fornecedores. Desde que subordinada a um acompanhamento adequado a nível comunitário e nacional e, se for caso disso, a acções no âmbito das disposições das directivas, a realização do mercado interno da electricidade e do gás pode por conseguinte, contribuir para a segurança do aprovisionamento energético da Comunidade.

2.4. Conclusão

São muitas as vantagens de interligação entre as diversas redes eléctricas europeias, quer no que respeita à produção quer no que respeita ao transporte de energia, tanto a nível técnico como económico, nomeadamente, economias de escala, menores necessidades de potência instalada, maior fiabilidade, melhor aproveitamento de excedentes e melhor utilização das centrais. Estas vantagens decorrem de:

- a ligação das redes permitir “socorrer” as necessidades dos diversos mercados, garantindo a continuidade dos fornecimentos sem interrupções;
- poderem ser instalados grupos com maior potência, originando economia de escala nos investimentos e também nos custos de produção;
- contribuir para harmonizar as características de potência e tensão do transporte;
- permitir aproveitar a energia dos grupos que tenham custos de produção menos onerosos em detrimento dos mais caros;
- permitir reduzir mais rapidamente a dimensão dos sistemas produtores, nomeadamente daqueles que podem constituir maior risco (como por exemplo, as centrais nucleares);
- contribuir para aumentar a qualidade do serviço prestado pelas diversas redes eléctricas nacionais, garantindo a satisfação dos consumos sem interrupções.

A entrada em vigor do novo enquadramento comunitário dos sectores da electricidade e do gás marca o fim de uma fase eminentemente política e legislativa e o início de uma nova fase, em que o principal papel na construção do mercado caberá às empresas. No entanto, o modelo europeu é o da liberalização regulada e não o da “desregulação”. Neste contexto, as autoridades reguladoras do sector são chamadas a criar as condições para o desenvolvimento de mercados eficientes, a proteger os consumidores e a evitar abusos de posição dominante ou comportamentos predatórios.

3. Estrutura de alguns mercados europeus

3.1. O mercado de electricidade espanhol

Até 1995 o sector eléctrico espanhol encontrava-se organizado em termos de um conjunto de empresas verticalmente integradas, cada uma operando numa área geográfica específica. Isto significava que apesar de existirem várias empresas, não existia competição e os clientes encontravam-se fisicamente e comercialmente ligados à empresa concessionária da respectiva região. Porém, em 1995, foi publicada nova legislação, de acordo com a qual o sector eléctrico passou a ser organizado em termos de um sistema integrado e de um sistema independente. Como este modelo foi muito contestado, em Novembro de 1997, e no seguimento da Directiva Comunitária 96/92/CE foi aprovada uma nova lei, *Ley 54 del Sector Eléctrico*, a qual deu origem ao mercado de electricidade espanhol iniciado a 1 de Janeiro de 1998. As reformas introduzidas no funcionamento do sistema eléctrico espanhol por esta lei foram profundas, declarando a liberdade de contratação e estabelecendo como base económica do mesmo o mercado organizado de electricidade, com separação da gestão económica e técnica, as quais foram atribuídas ao Operador de Mercado (*Operador del mercado ibérico de energia – Polo Español*, S.A. – OMEL, então COMEL, *Companhia Operadora del Mercado Eléctrico Espanhol*) e ao Operador de Sistema (*Rede Eléctrica de España – REE*), respectivamente.

Actualmente participam no mercado espanhol cerca de 86% das unidades de produção do parque eléctrico do país, constituindo este um factor de elevada importância na medida em que a incorporação de nova produção no mercado aumenta a competição e permite cobrir os requisitos da crescente procura de energia eléctrica. Participam também neste mercado 95 comercializadores e 68 empresas como agentes de venda, das quais, 12 são agentes externos. Antecipando-se à Directiva Comunitária 2003/54/CE, no ano de 2000 foi publicado o *Real Decreto 6/2000* que, entre outras medidas conducentes à intensificação da competição nos mercados e serviços, deliberou para o início do ano de 2003 a total liberalização do fornecimento de energia eléctrica. Isto significou que mais de 61 500 empresas e 21 milhões de consumidores domésticos e comerciais adquiriram o direito de liberdade de contratação mediante a realização de contratos com comercializadores, recorrendo directamente ao mercado organizado ou mediante a realização de contratos bilaterais com produtores (Operador del mercado ibérico de energia, 2003a).

As transacções internacionais no mercado espanhol apesar de possuírem uma evolução crescente mantêm-se muito limitadas devido, entre outras causas, à existência de uma escassa capacidade de interligação, especialmente com o Norte da Europa. A interligação com França é vista como a de maior interesse uma vez que constitui o principal activo para o desenvolvimento do princípio da liberdade de comércio, assim como de garantia da qualidade e segurança do sistema eléctrico espanhol. Na verdade, a capacidade de interligação actual e a previsível a curto e médio-prazo é escassa, conduzindo a uma situação de um certo isolamento comercial com o resto da Europa.

No que respeita à interligação com Portugal foi recentemente construída a linha a 400 kV Alqueva-Balboa estando ainda prevista a construção do segundo circuito da linha Cartelle-Lindoso, o reforço do eixo do Tejo (actualmente constituído pela interligação a 400 kV Cedillo-Falagueira/Pego) e do Douro (reforço das interligações a 220 kV Saucelle-Pocinho, Aldeadávila-Bemposta e Aldeadávila-Pocinho na ordem dos 20 a 30% das suas capacidades individuais), bem como a realização de uma nova interligação pelo Sul (REN/REE, 2004). Com Portugal, o mercado espanhol produz habitualmente operações de importação e exportação. A dimensão relativa do sistema eléctrico português em relação ao conjunto do sistema eléctrico espanhol faz com que a capacidade comercial de intercâmbio em relação à ponta da carga portuguesa seja de 12% e como tal significativa do ponto de

vista comercial. De salientar ainda, que o esforço verificado no reforço da capacidade de transporte entre estes dois países tem sido fortemente motivada pela preparação da entrada em funcionamento do MIBEL.

No que respeita à interligação com Marrocos, destaca-se a existência de um fluxo essencialmente exportador, pois na verdade apenas recentemente se assistiu ao aparecimento de importações de electricidade motivadas, em grande parte, pela incorporação no mercado de energia proveniente da Argélia.

Com a criação do mercado de electricidade a produção de energia eléctrica passou a ser gerida por mecanismos de mercado. As transacções passaram a ser efectuadas por intermédio de um mercado de electricidade organizado (o *pool*), com programas baseados em propostas de produção e carga, por contratos bilaterais, por contratos a prazo (apesar do mercado de electricidade espanhol não ter contemplado, numa primeira fase, a possibilidade de realização deste tipo de contratos, a *Ley 36/2003, de 11 de Novembro*, veio estabelecer por via regulamentar mecanismos de mercado que fomentam a contratação a prazo sob a gestão de sociedades gestoras ou agentes de mercado) e por contratos de carácter financeiro realizados entre quaisquer duas partes interessadas (Gómez *et al.*, 1998; Operador del mercado ibérico de energia, 2003a).

O *pool* é um sistema de gestão centralizado que recebe as propostas de compra e venda de electricidade dos diversos participantes. Este mercado é constituído por dois sub-mercados: o mercado de propostas diárias (também denominado na literatura anglo-saxónica por *day ahead market*) e o mercado de propostas intradiárias (*intra-daily market* ou *hour ahead market*). Poderão participar no *pool* produtores (geradores, cogeneradores e as unidades de produção de energias renováveis), empresas de distribuição, comercializadores, consumidores elegíveis e agentes externos^{3.1} de sistemas vizinhos. O Operador de Mercado é responsável pela gestão de ambos os mercados. Ele determina o encontro das propostas de compra e venda de electricidade por intermédio de algoritmos de encontro de mercado (Gómez *et al.*, 1998).

3.1.1. Sequência e processos do mercado

O conjunto de sessões do mercado de electricidade, celebradas algumas horas antes do fornecimento físico de energia, têm por finalidade determinar as transacções de energia eléctrica e a programação das unidades de produção. A sequência de actividades neste mercado é a seguinte (figura 3.1):

- até às 10 horas de cada dia deverão ser entregues ao Operador de Mercado todas as propostas de compra e venda para as 24 horas seguintes. As transacções derivadas da sessão do mercado diário juntamente com os contratos bilaterais dão lugar ao **programa diário base de funcionamento**, o qual deverá ser publicado junto dos seus participantes até às 11 horas;

^{3.1} A *Orden* de 14 de Julho de 1998 estabeleceu que o Operador de Sistema tornará público com a antecedência de uma semana a capacidade comercial das interligações (isto é, a capacidade de importação e exportação uma vez deduzida a capacidade reservada a transacções de apoio), com cada um dos países vizinhos para cada período de programação. Com efeito, o mercado espanhol de electricidade está aberto a transacções com agentes de outros países que vêm participando com normalidade desde 1999 (18 de Maio) e cujas limitações na negociação de electricidade obedecem basicamente às limitações físicas das interligações (Operador del Mercado Ibérico de Energia, 2003a).

- uma vez celebrada a sessão do mercado diário procede-se ao estudo e à resolução das restrições técnicas que poderão derivar do resultado do programa diário base de funcionamento. Este processo gera o **programa diário viável provisório**, o qual é concluído até às 14 horas;
- sobre o programa diário viável provisório o Operador de Sistema define, mediante um mercado baseado no preço marginal, as margens de regulação secundária a incrementar ou decrementar às unidades de produção participantes. O resultado deste processo denomina-se **programa diário viável** sendo publicado até às 16 horas;
- após a obtenção do programa diário viável são realizadas as distintas sessões do mercado intradiário (seis actualmente). O resultado de cada uma destas sessões constitui o **programa horário final**;
- o equilíbrio físico entre a produção e o consumo de energia eléctrica em cada instante é realizado pelo Operador de Sistema mediante a aplicação de **serviços auxiliares** sobre os resultados do mercado intradiário.

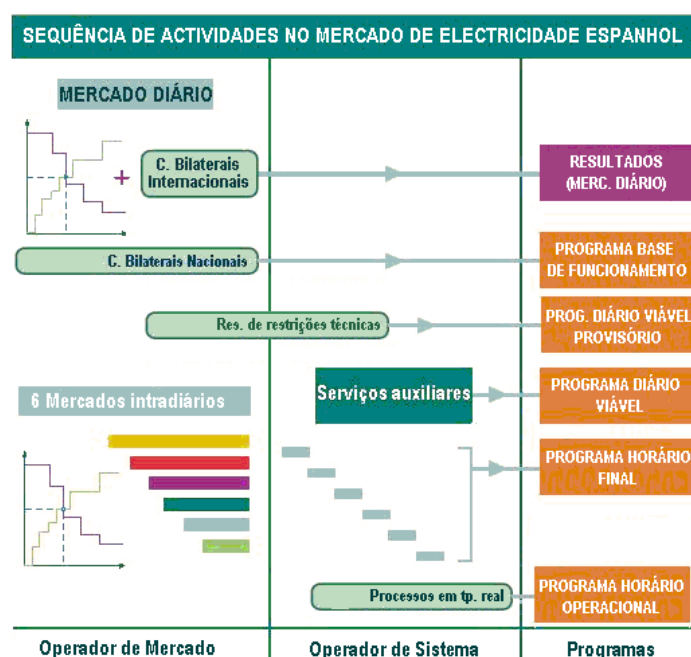


Figura 3.1: Sequência de actividades no mercado de electricidade espanhol (fonte: Operador del mercado ibérico de energia, 2003a).

3.1.2. Mercado diário

Este é o principal mercado de electricidade espanhol na medida em que todos os restantes mercados e processos se baseiam nos seus resultados. Devem participar neste mercado como vendedores todas as unidades de produção disponíveis não vinculadas a contratos bilaterais, comercializadores^{3,2}, assim como agentes externos registados como vendedores. A carga é neste mercado representada pelos distribuidores, comercializadores, consumidores elegíveis e agentes externos registados como compradores.

^{3,2} Inicialmente as empresas comercializadoras apenas podiam comprar no mercado organizado a energia eléctrica necessária às suas transacções, a qual era posteriormente vendida exclusivamente a consumidores elegíveis e a compradores externos. O *Real Decreto 6/2000, de 23 de Junho*, veio autorizá-las a adquirir energia eléctrica no mercado directamente a empresas vendedoras estrangeiras ou a produtores nacionais em regime especial ou ordinário. Esta energia poderá por conseguinte ser vendida não só aos consumidores como também a outros comercializadores, ou ainda, integrar-se nos mercados diários ou intradiários existentes. A título de curiosidade refira-se que da lista de comercializadores do mercado espanhol figuram as empresas Hidrocontábrico Energia, S.A. e a EDP Energia Ibérica, as quais constituem agentes do grupo EDP no mercado de electricidade Espanhol (Operador del mercado ibérico de energia, 2003a).

O resultado final deste mercado (programa diário viável) garantirá a não superação da máxima capacidade de interligação com sistemas eléctricos vizinhos considerando os contratos bilaterais que afectam as interligações^{3.3} (Gonzalez, *et al.*, 1999; <http://www.comel.es/>). De facto, uma vez realizada a sessão do mercado diário e recebidas as informações dos contratos bilaterais, o Operador de Sistema avalia a viabilidade técnica do programa diário base de funcionamento das unidades de produção para garantia da segurança e fiabilidade do fornecimento de energia eléctrica na rede de transporte.

Se o resultado do mercado diário acrescido das transacções referentes aos contratos bilaterais, não respeitar a capacidade máxima de interligação entre sistemas eléctricos ou os requisitos de segurança, o procedimento de resolução de restrições técnicas modificará em primeiro lugar, o programa de compra ou venda de electricidade a sistemas eléctricos externos que provoquem o excesso de trânsitos de potência nas interligações e, em segundo lugar, a programação das unidades de produção (Gonzalez, *et al.*, 1999; <http://www.comel.es/>).

O mercado está organizado de uma forma horária e como tal as propostas^{3.4} deverão ser efectuadas para períodos de uma hora. Cada proposta poderá conter 25 diferentes blocos por cada hora do dia seguinte, isto é, o número máximo de blocos que uma proposta poderá conter é de 24×25 (Gonzalez, *et al.*, 1999).

O formato de proposta mais simples que uma qualquer unidade de produção poderá apresentar é constituído por pares de valores (em número não superior a 25) de quantidade (MW.h) e preço (€/kW.h). Adicionalmente, poderão ser incluídas restrições a cada uma das propostas de venda e, nesse caso, a proposta dir-se-á complexa. Estas restrições poderão incluir as condições de complexidade, seguidamente apresentadas:

- **Condição de indivisibilidade:** a quantidade de energia no bloco menos oneroso da proposta poderá ser considerada como não divisível, isto é, no caso da proposta ser aceite ela sê-lo-á sempre para a totalidade do bloco e nunca para uma fracção do mesmo. Esta condição foi prevista para ter em linha de conta os níveis técnicos mínimos de funcionamento de algumas unidades de produção termoelectricas.

Os agentes de venda apenas poderão incluir esta restrição no bloco menos oneroso da proposta. As unidades de produção hidroeléctricas não poderão incluir esta restrição a menos que sejam centrais de fio-de-água;

- **Condição de rentabilidade mínima:** uma quantidade monetária mínima poderá ser definida como um pré-requisito na selecção de uma determinada proposta de uma unidade de produção. Esta condição é especificada através de um termo fixo (em Euro) e um termo variável (em €/kW.h).

O valor mínimo de rentabilidade deverá ser inferior ao valor resultante da multiplicação da quantidade pelo preço especificado no formato simples da proposta. Esta condição foi implementada no algoritmo para que as unidades de produção possam contemplar nas suas propostas os custos de arranque ou eventuais custos fixos. Esta restrição não poderá ser utilizada em propostas que incluam mais de 12 blocos a preços nulos;

^{3.3} O Operador de Sistema tem por obrigação publicar as capacidades comerciais e as transacções comunitárias e internacionais por fronteira. No seguimento da Directiva Comunitária 2003/54/CE, para toda a energia eléctrica negociada através do mercado organizado ou importada através de uma qualquer empresa situada fora da comunidade, deverão ser utilizados os custos acumulados referidos ao ano anterior e facilitados pelo Operador de Mercado correspondente, com o objectivo de que nessas facturas se indiquem as contribuições de cada fonte energética no conjunto global de combustíveis utilizados (Operador del mercado ibérico de energia, 2003a).

^{3.4} À excepção das unidades de produção hídras em que uma só proposta poderá englobar um conjunto de unidades situadas no mesmo curso de água ou bacia hidrográfica (a programação destas unidades é efectuada de forma coordenada), todas as restantes deverão ser apresentadas de forma independente para a totalidade das suas capacidades disponíveis (isto é, deduzida a capacidade vinculada a contratos bilaterais físicos em cada uma dessas horas) (Gonzalez, *et al.*, 1999).

- **Condição de paragem programada:** esta é a condição que os agentes de mercado deverão incluir nas propostas que submetem para cada unidade de produção por forma a que, na eventualidade dessas propostas não serem aceites (devido à aplicação da condição de rentabilidade mínima), elas possam ser tratadas como propostas simples no primeiro bloco das primeiras três horas do horizonte temporal diário. A proposta que inclui a condição de paragem programada deverá ser decrescente durante as três horas anteriormente mencionadas e a condição de máxima rampa de variação de produção não deverá ser aplicada à proposta de venda nessas três horas.
Graças a esta condição, uma unidade de produção excluída do mercado de energia poderá efectuar uma paragem programada com duração máxima de três horas;
- **Condição de máxima rampa de variação de potência:** poderão também ser especificadas rampas máximas de variação de potência, isto é, para uma dada unidade de produção a programação dada pelo algoritmo de encontro de mercado em duas horas consecutivas deverá satisfazer a condição de máxima variação de potência (aumento ou decréscimo) especificada em MW/min..
Esta condição foi implementada nos algoritmos para ter em linha de conta as rampas máximas de variação de potência das unidades termoeléctricas. Na prática, esta condição limitará a quantidade de energia eléctrica que poderá ser produzida por uma unidade de produção pela quantidade de energia eléctrica produzida nas horas precedentes ou futuras (Canazza *et al.*, 2004).

O algoritmo de mercado utilizado determina o encontro das propostas de compra e venda de electricidade para cada uma das 24 horas seguintes, dando assim origem a um custo marginal e a um programa de carga e produção horário. Durante este processo (determinação do preço marginal), não existirá interligação entre períodos horários, pelo que estes são tratados de forma independente (Gonzalez, *et al.*, 1999).

De forma a preservar a transparência e o tratamento justo de todos os agentes, independentemente da sua dimensão e do número de unidades que esses possuam, as propostas complexas são utilizadas pelo algoritmo de forma a assegurarem que uma determinada proposta complexa nunca provoca a obtenção de um nível de produção mais elevado do que o que seria obtido se a proposta fosse simples (Gonzalez, *et al.*, 1999).

Cada agente de venda deverá apresentar uma proposta para cada unidade de produção. Uma unidade de produção é definida como um grupo termoeléctrico, uma central de bombagem pura, uma unidade de gestão de centrais hidroeléctricas localizadas no mesmo curso de água ou bacia hidrográfica ou uma unidade de gestão de um conjunto de aerogeradores de um parque eólico que injectem a sua energia num mesmo nó da rede (Gómez, *et al.*, 1999).

Todas as unidades de produção disponíveis têm por obrigação apresentar propostas no mercado diário para todos os períodos de programação. Esta obrigatoriedade não se aplica porém a unidades de produção com potência instalada compreendida entre 1 e 50 MW não abrangidas pelo *Real Decreto 1538/1987*, agentes externos, produtores em regime especial e autoprodutores^{3.5} (definidos no artigo 25.3 da *Ley 54 del sector eléctrico*) (Gómez, et al., 1999; Operador del mercado ibérico de energia, 2003b). Para todas estas unidades de produção, as propostas de venda apresentadas poderão apenas contemplar os períodos de programação considerados como oportunos (Operador del mercado ibérico de energia, 2003b).

As cargas poderão comprar energia eléctrica no *pool* ou bilateralmente através de contratos. Os agentes de mercado que pretendam adquirir energia eléctrica no mercado diário deverão apresentar as suas propostas de compra ao Operador de Mercado. Estes agentes são as empresas distribuidoras, os comercializadores, os consumidores elegíveis e os agentes externos de sistemas eléctricos vizinhos.

No actual sistema eléctrico espanhol, consumidores elegíveis são todas as instalações consumidoras de energia eléctrica. Comercializadores são as empresas com acesso ao sistema de transporte e distribuição que vendem energia eléctrica a outros compradores ou ao mercado e distribuidores são empresas cuja função é a de transmitir energia eléctrica desde as redes de transporte até aos pontos de consumo, assim como construir, manter e explorar infra-estruturas de distribuição para o fornecimento de energia eléctrica aos consumidores finais a tarifas reguladas e aos distribuidores que se abasteçam de acordo com a tarifa D (regime tributário especial para distribuidores - *Disposición transitória 11 da Ley 54/1997*). Os distribuidores têm obrigação de apresentar propostas de compra de electricidade ao Operador de Mercado apenas para a diferença entre a quantidade total de energia eléctrica a fornecer a tarifas reguladas e a totalidade de electricidade a que se encontram obrigados a adquirir aos produtores a operar em regime especial (exceptuam-se deste modo de aquisição de energia, os distribuidores abrangidos pela tarifa D, na medida em que estes se encontram obrigados a adquirir energia a outros distribuidores).

^{3.5} De notar que os autoprodutores e produtores em regime especial com potência instalada superior a 50 MW são obrigados a apresentar no mercado propostas de venda correspondentes à sua produção (à excepção dos que tenham optado pela realização de contratos bilaterais ou estejam abrangidos pelas situações previstas no artigo 25 da *Ley del sector eléctrico*). Na verdade, o tratamento dado a estes produtores em regime especial com direito a incentivo é semelhante aos das unidades de produção em regime ordinário, de acordo com o *Real Decreto 6/2000, de 23 de Junho*, e como tal recebem pela sua participação o preço resultante do mercado e o valor correspondente ao conceito de garantia de potência (Operador del mercado ibérico de energia, 2003a, 2003b)

O *Real Decreto 436/2004, de 12 de Março*, em concordância com a directiva Comunitária 2004/8/CE define um sistema segundo o qual o titular de uma instalação de produção em regime especial com potência superior a 1 MW e inferior a 50 MW pode vender a sua produção ao distribuidor, recebendo em contrapartida, uma retribuição em forma de tarifa regulada única para todos os períodos de programação, a qual se define como uma percentagem da tarifa eléctrica média (*Real Decreto 1432/2002, de 27 de Dezembro*), ou, optar por vender essa produção directamente no mercado diário, no mercado a prazo ou através de um qualquer contrato bilateral. Neste último caso, o produtor receberá o preço de mercado ou o preço livremente negociado, complementado por um incentivo por participar no mercado e uma remuneração especial se a instalação em concreto se encontrar abrangida pelo disposto no artigo 30.4 da *Ley 54 del Sector Eléctrico*. No *Real Decreto 436/2004, de 12 de Março*, pode ainda ler-se, que apesar de ser sempre garantida a recuperação do investimento efectuado nessas instalações, independentemente do regime retributivo escolhido, será de incentivar a participação no mercado por se estimar que dessa forma se conseguirá uma menor intervenção administrativa na fixação dos preços da electricidade, assim como uma menor e mais eficiente imputação dos custos do sistema, em especial, no que se refere à gestão de desvios e à prestação de serviços auxiliares. De realçar ainda, que em Março de 2004, 18,9% da energia eléctrica produzida em regime especial e com possibilidade de participar no mercado já o efectuava (Operador del mercado ibérico de energia, 2003a).

De acordo com o *Real Decreto 436/2004, de 12 de Março*, todas as instalações de produção de energia em regime especial, independentemente da opção de venda de energia eléctrica escolhida, receberão um complemento por energia reactiva. Não obstante, as instalações que optem por vender a sua energia no mercado poderão renunciar ao complemento por energia reactiva e participar voluntariamente no procedimento de operação de controlo de tensão vigente recebendo a remuneração resultante desses mesmos mecanismos.

Por conseguinte, os distribuidores deverão formular a suas propostas de aquisição de energia eléctrica após deduzirem das suas cargas a previsão^{3,6} da energia eléctrica proveniente das instalações de produção em regime especial, a qual poderá ser injectada nos seus sistemas quando os proprietários de tais instalações não tiverem oportunidade de a comercializar no mercado diário.

Os distribuidores deverão notificar o Operador de Mercado até ao prazo máximo de uma hora após o fecho da sessão do mercado diário (no caso do mercado intradiário, esta comunicação far-se-á obrigatoriamente dentro do período de recepção de propostas de cada sessão) da quantidade de energia eléctrica a que se encontram obrigados a adquirir directamente às instalações de produção em regime especial para cada um dos períodos horários de programação do dia seguinte.

Uma unidade de carga é definida no sistema eléctrico espanhol por um conjunto de nós de ligação à rede através dos quais o comprador submete as propostas de energia eléctrica. Cada unidade de carga apresentará propostas de compra para cada uma das 24 horas do dia seguinte. A proposta consiste num conjunto de pares de valores - quantidade (MW.h) e preço (€/kW.h) – não superior a 25 por cada hora. Se a carga for considerada inelástica, o preço correspondente não será especificado (a carga está disposta a pagar o que for necessário para que seja satisfeita).

3.1.2.1. Algoritmo de determinação do preço marginal

O Operador de Mercado deverá combinar as propostas de compra e venda por intermédio de um algoritmo simples de encontro de mercado, o qual constitui o processo que permite obter o preço marginal, bem como o volume de energia eléctrica programada para cada unidade de carga e produção e para cada hora do período de programação. Se forem apresentadas propostas complexas, o referido algoritmo será adaptado de forma a acomodar as respectivas restrições das unidades de produção (Gómez *et al.*, 1998; Operador del mercado ibérico de energia, 2003b).

A produção de energia eléctrica sujeita a contratos bilaterais não deverá ser incluída no algoritmo de encontro de mercado nem tomada em conta durante o processo correspondente à verificação dos mínimos e máximos técnicos de produção ou das rampas máximas de variação de potência das unidades de produção.

Para cada hora do período de programação diário, o Operador de Mercado construirá as curvas agregadas das propostas de compra e venda ordenando-as, respectivamente, por ordem decrescente e crescente dos preços, independentemente das suas origens, tal como se encontra ilustrado na figura 3.2.

^{3,6} De acordo com o *Real Decreto 436/2004, de 12 de Março*, todas as unidades de produção em regime especial com potências superiores a 10 MW deverão comunicar ao distribuidor uma previsão da energia eléctrica a ceder à rede em cada um dos períodos de programação do mercado. Deverão ser comunicadas as previsões dos 24 períodos horários com pelo menos 30 horas de antecedência em relação ao início do dia. Poderão também formular correcções a tais programas com a antecipação de uma hora em relação ao início de cada mercado intradiário. Se as unidades se encontrarem ligadas à rede de transporte deverão comunicar as previsões ao distribuidor correspondente e ao Operador de Sistema. Estão isentos da realização dessas comunicações todas as instalações em regime especial que optem por vender energia eléctrica livremente no mercado.

Para todas as unidades com obrigatoriedade de apresentação de previsões de produção, o *Real Decreto 436/2004, de 12 de Março*, prevê uma penalização por desvios, resultante da aplicação de um custo por cada período de programação em que a produção real se desvie mais do que a tolerância permitida (5 ou 20%, dependendo do tipo de instalação) em relação à previsão comunicada.

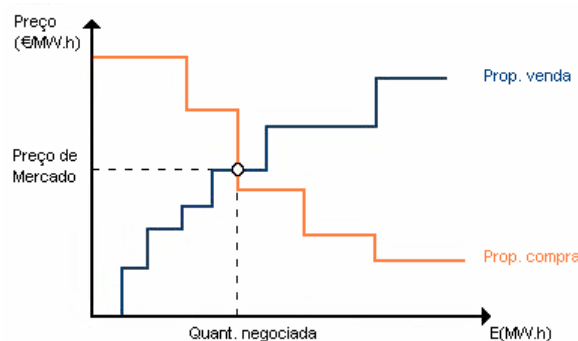


Figura 3.2: Algoritmo de determinação do preço marginal (fonte: Operador del Mercado Ibérico de Energia 2003a).

Na determinação da curva agregada das propostas de compra o Operador de Mercado deverá ser capaz de incluir as seguintes hipóteses:

- propostas de compra para as quais o comprador estabeleceu um preço máximo e uma quantidade de energia eléctrica. Para este tipo de propostas o Operador de Mercado constrói uma curva agregada de compra ordenada de forma decrescente de preços;
- propostas de compra para as quais o comprador não estabeleceu um preço máximo para a energia eléctrica que pretende adquirir. Sob esta hipótese, equivalente a um requisito inflexível (carga inelástica), o comprador aceita o preço marginal resultante do processo de encontro de mercado para cada uma dos períodos de programação diários, sem afectar o preço instrumental utilizado pelo sistema de informação do Operador de Mercado para processar estas propostas;
- na eventualidade de ambas as suposições anteriores coincidirem, o Operador de Mercado deverá representar uma curva na qual as propostas de compra sem preços máximos devam preceder, em todos os casos, as propostas que incluam preços máximos.

O preço em cada uma das horas do período de programação deverá ser igual ao preço do último bloco da proposta de venda da última unidade de produção cuja aceitação foi necessária para satisfazer a carga obtida pelo algoritmo de encontro de mercado. Em cada hora, os pontos de intersecção das curvas agregadas de compra e venda determinarão que propostas serão aceites, isto é, o programa horário de produção e carga. O preço marginal horário (*market clearing price*) obtido da forma anteriormente descrita, corresponderá ao valor monetário que todas as unidades de produção despachadas receberão e que todas as unidades de carga despachadas pagarão.

No caso de algumas propostas de venda serem elaboradas no formato complexo, o Operador de Mercado não utilizará o algoritmo simples de encontro de mercado, mas sim o algoritmo complexo. Este algoritmo começa por encontrar uma solução exequível, denominada “primeira solução válida” a qual satisfaz todas as restrições adicionais das propostas de venda. Este algoritmo iterativo é por este mesmo motivo constituído pelos seguintes passos:

- obtenção de uma solução de despacho assumindo que todas as propostas são simples;
- verificação da condição de máxima rampa de variação de potência. Começando pela primeira hora, a rampa de máxima variação para aumento da potência das unidades de produção é verificada por comparação do programa de produção dessas mesmas unidades numa determinada hora com o programa da hora seguinte. Se a condição for violada, a energia prevista para a hora seguinte é diminuída até que a condição seja satisfeita, desencadeando-se de seguida um novo processo até que um novo compromisso seja alcançado para essa mesma hora. Este processo repetir-se-á para cada par de horas até que seja encontrado um programa para todo o período. Para verificar as restrições de máxima

- rampa de variação para diminuição da potência das unidades de produção, o processo é similar ao anteriormente descrito, iniciando-se porém pela última hora do período de programação (24^a hora), desencadeando-se, passo a passo, até alcançar a primeira hora;
- a condição de rentabilidade mínima diária para estas unidades de produção é também verificada. Para as unidades de produção que não satisfaçam a condição, o Operador de Mercado calculará o preço médio por kW.h resultante da condição de rentabilidade mínima e o preço médio por kW.h resultante do actual rendimento obtido no processo de despacho previamente efectuado. A proposta de venda correspondente à unidade de produção que apresente a maior diferença entre estes dois preços médios será eliminada de todas as horas para a qual havia sido programada (excepto para os períodos para os quais havia sido declarada a condição de paragem programada), isto é, a correspondente energia programada não será despachada. Desta forma será executado um novo processo de obtenção de despacho simples para todas as propostas de venda não eliminadas (passo 1), seguindo-se novamente uma verificação da satisfação das condições de rampas máximas de variação de potência (passo 2). Este processo será repetido até que todas as restrições das unidades de produção sejam satisfeitas. Este processo iterativo define a primeira solução válida (Canazza *et al.*, 2004).

Uma vez encontrada uma primeira solução válida que respeite todas as condições de complexidade das propostas de venda, o Operador de Mercado inicia uma fase de aperfeiçoamento da solução encontrada. Este procedimento baseia-se na identificação de pelo menos uma unidade para a qual não tenha sido obtido um despacho na primeira solução e para a qual a diferença entre o potencial rendimento resultante do preço marginal e a restrição de rentabilidade mínima seja positiva. O critério de aperfeiçoamento é o de minimizar a soma das diferenças entre rendimentos diários resultantes do preço marginal de mercado e as rentabilidades mínimas especificadas pelas unidades não seleccionadas que tenham uma diferença positiva (Gómez *et al.*, 1998). Isto significa que a satisfação dos participantes é medida como a minimização do benefício que as unidades fora do processo de selecção obteriam ao preço de mercado da solução (Gonzalez *et al.*, 1999). Em termos matemáticos esta diferença poderá ser expressa da seguinte forma:

$$MI(up) = \sum_{t=1}^N \sum_{h=1}^{24} E(up, t, h) \times MP(h) - MINI(up) \quad (3.1)$$

Nesta expressão:

- $E(up, t, h)$ - energia no período t da unidade de produção up que o mercado aceitará num processo de encontro de mercado simples ao preço marginal de mercado $MP(h)$. Este termo não é nulo se o preço da proposta no período t for inferior ou igual a $MP(h)$;
- $MP(h)$ - preço marginal de mercado na hora h ;
- $MINI(up)$ - rentabilidade mínima requerida pela unidade up considerada, calculada com base nos valores de $E(up, t, h)$;
- $MI(up)$ - diferença entre o potencial rendimento proveniente do mercado e a rentabilidade mínima requerida para a unidade de produção up considerada. Estas unidades de produção têm um valor positivo de $MI(up)$;
- N - número total de unidades de produção.

No mercado espanhol foi implementado um algoritmo de pesquisa heurística combinatória para explorar o espaço das possíveis soluções válidas. A solução com um valor mínimo de TMI, calculado como a soma dos valores de MI(up) é seleccionada como a solução final. O valor do TMI é calculado para todas as unidades de produção com valores de MI positivos.

A sequência da referida pesquisa combinatória processa-se da seguinte forma:

- i. Solução inicial com o valor TMI;
- ii. Seleccionar uma ou mais unidades de produção com valores de MI positivos que não haviam sido seleccionadas, para introduzir no algoritmo;
- iii. Como consequência do passo anterior os preços marginais descerão e, dessa forma, uma ou mais unidades de produção que haviam sido seleccionadas não recuperarão a rentabilidade mínima desejada. Seleccionar uma ou várias dessas unidades para as remover até que todas as restantes unidades recuperem pelos menos o valor da rentabilidade mínima especificado;
- iv. A nova solução obtida terá um novo valor de TMI;
- v. Regressar ao passo ii.

A solução final corresponde a um despacho segundo o qual nenhuma unidade não seleccionada verã satisfeita as suas condições complexas ao preço de mercado da solução (Gonzalez *et al.*, 1999). No caso do algoritmo não encontrar nenhuma solução que cumpra a condição final desejada, o programa dará como solução a que obtenha a menor soma das diferenças entre os rendimentos correspondentes ao preço marginal e os rendimentos correspondentes à rentabilidade mínima solicitada pelas unidades de produção não aceites, sempre que essas diferenças sejam positivas (Operador del mercado ibérico de energia, 2003b).

A pesquisa combinatória é organizada em termos de uma “árvore de pesquisa” onde todas as possíveis combinações de unidades de produção introduzidas no segundo passo e retiradas no terceiro sejam exploradas. No mercado espanhol o processo de procura da solução final é limitado em tempo (30 min.) e número de iterações (3000) (Canazza *et al.*, 2004) sendo registadas todas as soluções encontradas.

Para além dos algoritmos de encontro de mercado simples e complexo, as regras de funcionamento do Operador do Mercado de electricidade espanhol detalham ainda um conjunto de procedimentos de adaptação dos referidos algoritmos a situações não previstas nas suas definições base, tais como (Operador del mercado ibérico de energia, 2003b):

- o fluxo de energia resultante das propostas incluídas no programa diário viável provisório e dos contratos bilaterais supere, para alguma das interligações, em algum dos períodos de programação, a capacidade máxima ou de referência estabelecida pelo Operador de Sistema;
- os titulares das várias unidades de produção que incorporem nas suas propostas de venda a condição de indivisibilidade tenham apresentado propostas a um preço nulo e, dado o excesso desse tipo de propostas de venda num qualquer dos períodos de programação, a solução final se dê a um preço nulo;
- quando, por os titulares das unidades de produção terem incorporado em algumas das suas propostas de venda de energia eléctrica a condição de rentabilidade mínima, o Operador de Mercado não possa obter uma solução válida no processo de encontro de mercado;

- quando, por outras situações derivadas da complexidade e das condições técnicas e económicas introduzidas nas propostas de venda e da própria arquitectura do sistema informático do Operador de Mercado, o processo de encontro de mercado não consiga obter um resultado válido.

3.1.2.2. O programa diário base de funcionamento

O programa diário base de funcionamento é determinado por intermédio do resultado do processo de encontro de mercado, dos programas dos produtores em regime especial que forneçam energia eléctrica aos distribuidores (e como tal não apresentem propostas no mercado), da comunicação dos contratos bilaterais e a prazo e das produções e consumos em cada nó de ligação à rede. Neste contexto, o resultado deste programa engloba (Operador del mercado ibérico de energia, 2003b):

- o preço marginal da energia eléctrica para cada período horário de programação;
- a energia eléctrica que corresponde, por períodos, a cada unidade de produção e carga cujas propostas tenham sido aceites;
- a ordem de precedência económica, em cada período, das propostas de venda das unidades de produção que tenham sido aceites, total ou parcialmente, por consideração das restrições de rentabilidade mínima e de indivisibilidade;
- a energia eléctrica correspondente, por períodos, a cada unidade de produção cuja proposta de venda tenha sido aceite por consideração das condições de rentabilidade mínima e de indivisibilidade;
- a energia eléctrica que as unidades de produção em regime especial prevêem transferir para os distribuidores, quando esta se encontra planeada;
- a quantidade de energia comunicada na execução dos contratos bilaterais entre agentes do mercado, quer esses contratos sejam realizados entre consumidores elegíveis e produtores, incluindo agentes externos (bilaterais físicos), quer os realizados entre comercializadores e agentes externos ou produtores em regime especial, com a informação adicional do custo de aquisição da energia eléctrica e da capacidade da interligação nos casos em que possam ocorrer restrições;
- a quantidade de energia transferida na execução dos contratos bilaterais entre um agente de mercado e um agente externo ao mercado. Esta modalidade poderá ser utilizada por detentores de contratos que, apesar de serem agentes de mercado, declaram a execução dos contratos como não participantes;
- as produções previstas para cada unidade de produção e os consumos efectuados em cada nó de ligação à rede, ambas comunicadas pelos agentes ao Operador de Mercado no âmbito do resultado do algoritmo de encontro de mercado e da execução de contratos bilaterais.

3.1.3. Programa diário viável

O programa diário viável é obtido retirando ou adicionando ao programa diário base de funcionamento as quantidades de energia que os Operadores de Sistema e Mercado determinem para solucionar as restrições técnicas, sem prejuízo da satisfação dos serviços auxiliares. O processo de resolução das restrições técnicas incluirá tanto as restrições técnicas no sistema eléctrico espanhol como nas interligações com os sistemas eléctricos vizinhos, as quais deverão ser resolvidas no mesmo processo, solucionando porém, em primeiro lugar as restrições técnicas nas interligações.

Dado que a solução das restrições técnicas constitui uma alteração não desejável do ponto de vista económico, os critérios aplicados pelo Operado de Sistema e pelo Operador de Mercado estarão

orientados para a minimização do impacto da solução sobre o resultado do algoritmo de encontro de mercado e de sobrecusto derivado dessa solução, tal como se ilustra na figura 3.3.

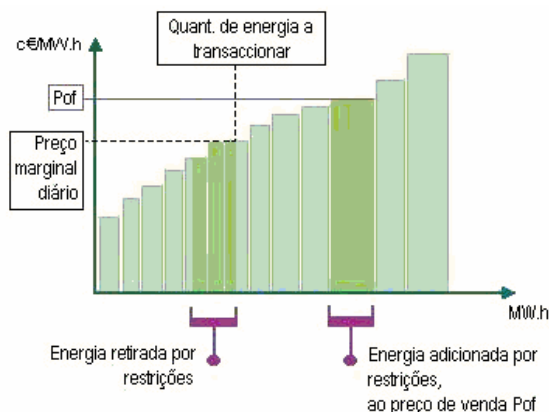


Figura 3.3: Processo de resolução de restrições técnicas (fonte: Operador del mercado ibérico de energia, 2003a).

De forma prévia à realização do mercado diário, o Operador de Sistema de forma actualizada e permanente coloca à disposição do Operador de Mercado e de cada um dos agentes informações referentes à situação do sistema de produção e transporte correspondente às suas unidades de produção ou carga, assinalando todas aquelas situações susceptíveis de criar restrições de operação. Esta notificação contempla ainda informações a respeito dos limites de capacidade em cada sentido e em cada uma das interligações.

Ambos os operadores elaboram periodicamente relatórios sobre as restrições técnicas, suas respectivas causas e consequências, bem como os respectivos efeitos considerados como pertinentes.

O processo de resolução das restrições técnicas com vista à elaboração do programa diário viável toma por referência o programa diário base de funcionamento, as propostas enviadas pelos agentes para o mercado diário e a informação sobre os contratos bilaterais juntamente com a sua desagregação em nós de ligação à rede e unidades físicas de produção. Este processo resultará ainda da aplicação do princípio de proporcionalidade entre os contratos bilaterais físicos e os resultados do mercado e processa-se em duas etapas distintas:

- determinação, pelo Operador de Sistema, das modificações necessárias ao programa base de funcionamento para que o fornecimento se efectue nas devidas condições de segurança, qualidade e fiabilidade;
- processo subsequente de ajuste, efectuado pelo Operador de Mercado, com o objectivo duplo de que os trânsitos de potência nas interligações se processem abaixo dos limites estabelecidos e que se verifique o equilíbrio produção/carga no programa diário viável.

Na resolução das restrições técnicas participam as unidades de produção, assim como as de carga quando o objectivo é o de fornecer energia fora do sistema eléctrico espanhol e estas representam a causa das restrições nas interligações.

O resultado da eliminação/incorporação de propostas ao programa base de funcionamento será enviado pelo Operador de Mercado ao Operador de Sistema para que este elabore o programa diário viável provisório que, uma vez incorporados os serviços auxiliares, constituirá o programa diário viável.

No caso de numa determinada hora ser necessário retirar energia, o Operador de Mercado repartirá proporcionalmente a energia a retirar, entre a energia afecta a contratos bilaterais e a energia afecta a propostas de venda aceites^{3.7} no processo de encontro de mercado, considerando em ambos os casos, apenas as unidades sem limite de diminuição de produção (ou as limitadas parcialmente) pelo Operador de Sistema. Essa repartição será efectuada de forma proporcional à amplitude da produção não limitada.

3.1.4. Contratos

Os consumidores elegíveis e os agentes externos poderão formalizar com produtores ou outros agentes externos contratos bilaterais físicos de fornecimento de energia eléctrica. As unidades de produção afectas a esses contratos não estarão abrangidas pela obrigação de apresentação de propostas de venda ao mercado na parte correspondente à energia vinculada ao contrato. Porém, sempre que solicitado pelo Operador de Sistema deverão participar no mercado de serviços auxiliares, cumprindo em qualquer caso as restrições que este estabeleça sem desrespeito pelos fornecimentos acordados.

Os contratos bilaterais físicos deverão identificar as unidades de produção afectas ao contrato e o consumo previsto devendo possuir uma duração superior ou igual a um ano. Deverão também especificar a parte contratante obrigada a satisfazer os custos correspondentes aos serviços auxiliares, custos fixos do sistema, custos de segurança, entre outros.

Estes contratos deverão ser comunicados pelas partes envolvidas ao Operador de Sistema e ao Operador de Mercado, indicando de forma detalhada os respectivos períodos temporais de execução do contrato, bem como os pontos de fornecimento e consumo a fim de serem considerados na elaboração dos programas diários.

Poderão também existir contratos entre consumidores elegíveis e os restantes agentes de mercado que, tendo por objectivo o fornecimento de energia eléctrica através do mercado, determinem a sua liquidação ao preço de mercado ou por diferenças relativamente a esse preço (contratos às diferenças). Estes contratos deverão também ser comunicados ao Operador de Mercado, especificando o período temporal a que respeitam, assim como o sujeito com o qual se realizará a liquidação no mercado de produção.

3.1.5. O mercado intradiário

Uma vez obtido e publicado o programa diário viável, o Operador de Mercado inicia um conjunto de diferentes sessões de mercado intradiário, no qual os diversos agentes poderão negociar voluntariamente os ajustes que desejem efectuar. Neste mercado voluntário de ajustes poderão participar do lado da produção todas as unidades e do lado da carga apenas os agentes que tenham participado na correspondente sessão do mercado diário ou executado um qualquer contrato bilateral nesse mesmo dia (Gonzalez *et al.*, 1999; Operador del mercado ibérico de energia, 2003b). Serão consideradas inválidas pelo Operador de Mercado todas as propostas das unidades de produção definidas como indisponíveis pelo Operador de Sistema (Operador del mercado ibérico de energia, 2003b).

^{3.7} De acordo com o *Real Decreto 436/2004, de 12 de Março*, estão isentos do processo de eliminação de energia de um qualquer período de programação do programa diário base de funcionamento (como consequência da resolução de restrições técnicas), todas as unidades de produção em regime especial que tenham apresentado propostas a um preço nulo para esse mesmo período.

Contrariamente à ideia inicial de efectuar 24 sessões do mercado intradiário, actualmente apenas existem seis sessões: 20 horas, 00 horas, 04 horas, 07 horas, 11 horas e 15 horas, tal como ilustra a figura 3.4. O Operador de Mercado poderá no entanto, após consulta prévia do Comité de Agentes de Mercado e do Operador de Sistema, modificar os horários das sessões e a distribuição temporal interna das mesmas (Operador del mercado ibérico de energia, 2003b).

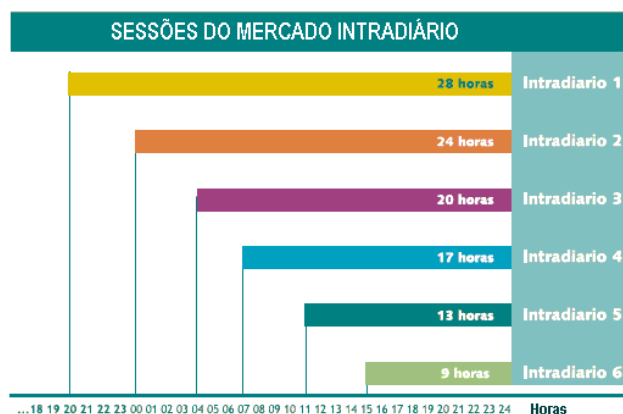


Figura 3.4: Sequência de actividades no mercado intradiário (fonte: Operador del mercado ibérico de energia, 2003a).

As propostas de venda que as unidades de produção apresentam ao Operador de Mercado poderão ser simples ou incluir condições de complexidade. As propostas simples apresentadas pelas unidades de produção poderão incluir um a cinco blocos para cada hora e unidade de produção de que são titulares. Estas expressam um preço e uma quantidade de energia, sendo o preço crescente em cada bloco. As propostas complexas são aquelas que, incluindo os requisitos exigidos pelas propostas simples, incluirão adicionalmente todas ou algumas das seguintes condições:

- máxima rampa de variação de potência;
- rentabilidade mínima;
- indivisibilidade;
- condição de número mínimo de horas consecutivas de aceitação completa do primeiro bloco da proposta de venda;
- energia máxima.

O Operador de Mercado realizará o encontro das propostas de compra e venda por intermédio de um algoritmo simples ou complexo, mediante a existência de propostas simples ou complexas. Tanto o algoritmo simples como o complexo assegurarão que não serão casadas propostas que impliquem o não cumprimento das restrições impostas pelo Operador de Sistema ou, não sendo possível satisfazer essas restrições, as propostas casadas permitam adaptar-se de forma a que a satisfação das mesmas seja possível.

O Operador de Mercado comunicará ao Operador de Sistema, para cada período horário de programação do horizonte de programação da sessão do mercado intradiário, o resultado do processo de encontro das propostas do mercado intradiário, assim como a ordem de precedência económica das propostas das unidades de produção e carga seleccionadas, total ou parcialmente, bem como as não aceites, para efeitos da execução da análise de segurança da rede.

Se, da análise de segurança da rede, resultar a necessidade da aplicação de procedimentos de resolução de restrições técnicas, o Operador de Sistema seleccionará as propostas de compra ou venda aceites no mercado cuja eliminação do processo de encontro de mercado permitirá solucionar essas restrições (Operador del Mercado Ibérico de Energia, 2003a, 2003b).

3.1.6. Programa horário final

Como processo final, o Operador de Mercado estabelece o programa horário final (programação estabelecida a partir do encontro das propostas de compra e venda formalizadas para cada período de programação como consequência do programa diário viável e dos sucessivos resultados dos mercados intradiários), o qual será posteriormente comunicado ao Operador de Sistema. Aos agentes de mercado serão comunicados os dados correspondentes às suas unidades de produção e carga e aos distribuidores os dados correspondentes exclusivamente à sua rede de distribuição agregados por cada nó definido e comunicado pelo Operador de Sistema (Operador del mercado ibérico de energia, 2003a, 2003b).

Este programa inclui para cada período horário de programação os seguintes elementos:

- o preço marginal de energia eléctrica determinado no mercado diário e em cada uma das sessões do mercado intradiário;
- a energia eléctrica correspondente, por períodos, a cada unidade de produção cujas propostas de venda tenham sido incorporadas como resultado do algoritmo de encontro de mercado, após terem sido modificadas para resolução de restrições técnicas;
- a energia eléctrica associada aos contratos bilaterais;
- a quantidade de energia eléctrica associada às propostas de venda em cada período horário de programação.

3.1.7. Gestão técnica

Os processos de gestão técnica são aqueles que resultam da necessidade de assegurar o fornecimento de energia eléctrica nas condições adequadas de qualidade, fiabilidade e segurança mediante a gestão de desvios (gestão em tempo real) e serviços auxiliares.

Os serviços auxiliares poderão ser de carácter obrigatório (regulação primária e controlo de tensão – requisito mínimo) ou voluntário (regulação secundária, regulação terciária, reposição de serviço e controlo de tensão).

Para a definição do serviço auxiliar de regulação primária o Operador de Sistema publica anualmente a percentagem mínima de variação de carga, assim como a velocidade máxima de resposta a diferentes variações de frequência. Este serviço é obrigatório e como tal as unidades de produção deverão respeitá-lo ou contratar outras unidades de produção para o efeito.

Para a definição do programa auxiliar de controlo de tensão, o Operador de Sistema estabelece anualmente o requisito mínimo de consumo ou produção de energia reactiva. Para além do requisito mínimo a apresentação de propostas é voluntária.

Para a definição do serviço auxiliar de regulação secundária o Operador de Sistema publica diariamente, em conjunto com o programa diário viável provisório, os requisitos horários para o dia seguinte abrindo um período de recepção de propostas e procedendo à execução de um algoritmo de afectação da banda de regulação segundo os quais se estabelecem os procedimentos de operação técnica do sistema.

Para a definição do serviço auxiliar de regulação terciária, antes das 24 horas de cada dia, os agentes de mercado deverão enviar as suas propostas horárias de máxima variação de produção (ou consumo, no caso das unidades de bombagem) em quinze minutos. Estas propostas serão modificadas de forma

continua pelos agentes em função das variações de produção das diferentes unidades que eventualmente ocorram posteriormente à definição do programa horário final.

Para a definição do serviço auxiliar de reposição de serviço, o Operador de Sistema estabelecerá anualmente os planos de reposição zonais e nacionais de acordo com as propostas das diferentes unidades de produção.

3.1.8. Liquidações

O Operador de Mercado realiza a liquidação do mercado com base na informação resultante dos processos de encontro dos mercados diário e intradiário, da resolução de restrições técnicas e da informação que o Operador de Sistema coloca à sua disposição referente aos resultados dos processos da sua responsabilidade. Neste contexto, o preço horário final da energia calculado pelo Operador de Mercado incorpora os seguintes elementos (Operador del mercado ibérico de energia, 2003a):

- preço de encontro das propostas de compra e venda no mercado diário;
- custo resultante do processo de resolução das restrições técnicas;
- custo do mercado de regulação secundária;
- preço de encontro das propostas de compra e venda do mercado intradiário;
- custo dos processos de operação técnica do sistema necessários à regulação e gestão de desvios;
- custo por garantia de potência;
- custos ou proveitos resultantes de contratos internacionais subscritos pela rede eléctrica.

Assim, cada agente tem um preço horário final função da sua participação em cada um dos mercados, processos de operação técnica e consumo ou produção efectiva. Em termos médios poder-se-á também referir que a contribuição do mercado intradiário para a definição do preço final da energia eléctrica é desprezável face a todas as restantes parcelas (Operador del mercado ibérico de energia, 2003a).

No caso dos contratos bilaterais a liquidação realizada pelo Operador de Mercado não incorpora a compra e venda de electricidade executada e mencionada no programa horário final, limitando-se simplesmente aos direitos e obrigações de pagamento correspondentes à participação nos processos de resolução de restrições técnicas dos mercados intradiários, serviços auxiliares e de desvios, sendo estes últimos valorizados ao preço do mercado diário (Operador del mercado ibérico de energia, 2003a).

No ano de 2003 os preços finais mensais neste mercado oscilaram entre 4,662 c€/kW.h (mês de Agosto) e 2,816 c€/kW.h (mês de Abril). Também neste mesmo ano as quantidades de electricidade transaccionadas variaram entre um máximo de 18 652 GW.h (Julho) e um mínimo de 14 730 GW.h (Abril).

O custo por garantia de potência ou capacidade é um componente do preço final da electricidade que, ao expressar o custo de fornecimento a todos os consumidores, poderá ser encarado como um sinal a médio prazo para todos os participantes no mercado (Operador del mercado ibérico de energia, 2003a). Trata-se pois de uma forma de pagamento dos custos fixos às unidades de produção programadas de preço mais elevado que, embora indesejáveis do ponto de vista de mercado, são necessárias à satisfação do equilíbrio entre produção e carga.

Para os compradores no mercado organizado a garantia de potência equivale a um preço mínimo que devem pagar em determinados períodos. Este preço mínimo é variável para os distribuidores que

forneçam os consumidores a tarifas reguladas e é fixo por períodos para os comercializadores, consumidores no mercado e agentes externos (Operador del Mercado Ibérico de Energia, 2003a).

As unidades de produção de regime ordinário, obrigadas a apresentar propostas de venda no mercado, terão direito a obter a retribuição por garantia de potência sempre que apresentem um funcionamento mínimo de 480 horas anuais à plena carga ou equivalentes se não funcionarem à plena carga. A afectação às distintas unidades de produção é efectuada de forma proporcional ao produto do coeficiente de disponibilidade pela potência equivalente, a qual é função da potência nominal instalada e da potência limitada por disponibilidade de matérias-primas.

No caso das centrais hidroeléctricas, este último termo é função da produção dos últimos cinco anos considerados normais do ponto de vista hidrológico. Também as unidades de produção de energia eléctrica em regime especial com obrigação de participação no mercado (unidades com potências nominais instaladas superiores a 50 MW) recebem uma remuneração por garantia de potência tal como definido pelo *Real Decreto 436/2004, de 12 de Março*, embora para estas o preço unitário de remuneração seja distinto das unidades de produção em regime ordinário.

3.1.9. Alguns resultados

No ano de 2003 os preços da electricidade no mercado diário variaram entre 3,956 c€/kW.h (mês de Agosto) e 2,160 c€/kW.h (mês de Janeiro), sendo ainda de realçar que em 29,3% das sessões deste mercado este preço oscilou com uma amplitude compreendida entre 1 e 2 c€/kW.h. Neste mesmo ano o preço médio da electricidade neste mercado foi de 2,896 c€/kW.h e o preço médio ponderado pela energia despachada foi de 3,026 c€/kW.h, representando um decréscimo de 22,5% e 22,2%, respectivamente, face ao ano de 2002.

Numa sessão diária típica de mercado são submetidas cerca de 20000 propostas simples e 300 complexas. Num mercado intradiário típico este número é reduzido a cerca de 6000 propostas simples, ascendendo as propostas complexas a cerca de 400. Em geral as propostas, especialmente as do mercado intradiário, são recepcionadas nos últimos 50 minutos da sessão.

O preço médio da energia no mercado intradiário no ano de 2003 foi de 2,875 c€/kW.h e o preço médio ponderado pela energia despachada foi de 2,845 c€/kW.h, o que representou um decréscimo de 22,9% e 21,1%, respectivamente, face ao ano de 2002. Neste mercado a diferença entre os preços máximos e mínimos é geralmente superior à do mercado diário, produzindo-se em determinados períodos uma volatilidade significativa.

O número de transacções registadas no conjunto de processos do mercado para efeitos de liquidação no ano de 2003 ascendeu a uma média mensal de 480794 e uma média diária de 15807 transacções.

Na figura 3.5 é apresentado um gráfico referente à quantidade de energia eléctrica diariamente transaccionada no mercado no período compreendido entre 1998 e 2004.

Na figura 3.6 é apresentado um gráfico correspondente à energia eléctrica transaccionada em cada um dos mercados e procedimentos de operação técnica que integram o mercado de electricidade, bem como os valores percentuais correspondentes, no período compreendido entre o ano de 1998 e 2003.

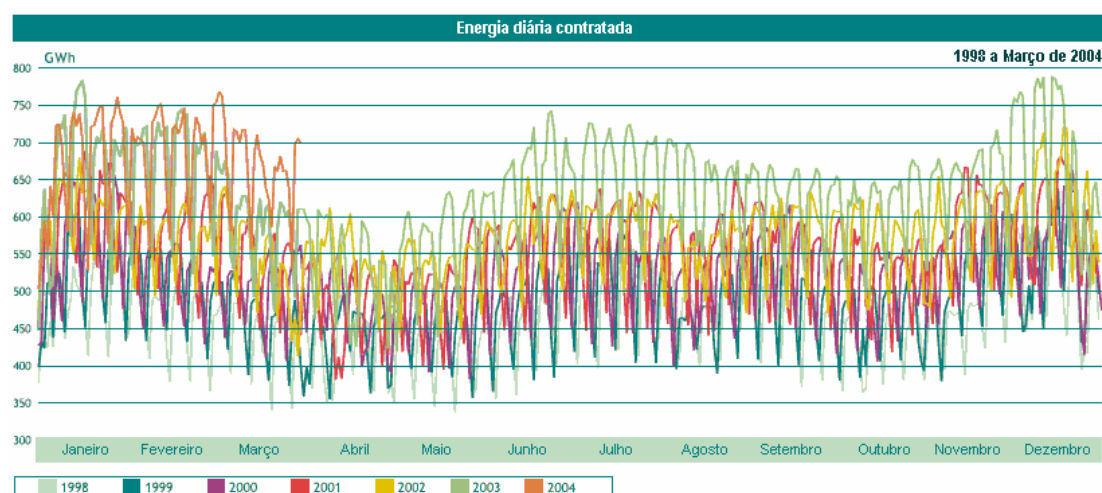


Figura 3.5: Quantidade de energia eléctrica transaccionada diariamente no mercado no período compreendido entre 1998 e 2004 (fonte: Operador del mercado ibérico de energia, 2003a).

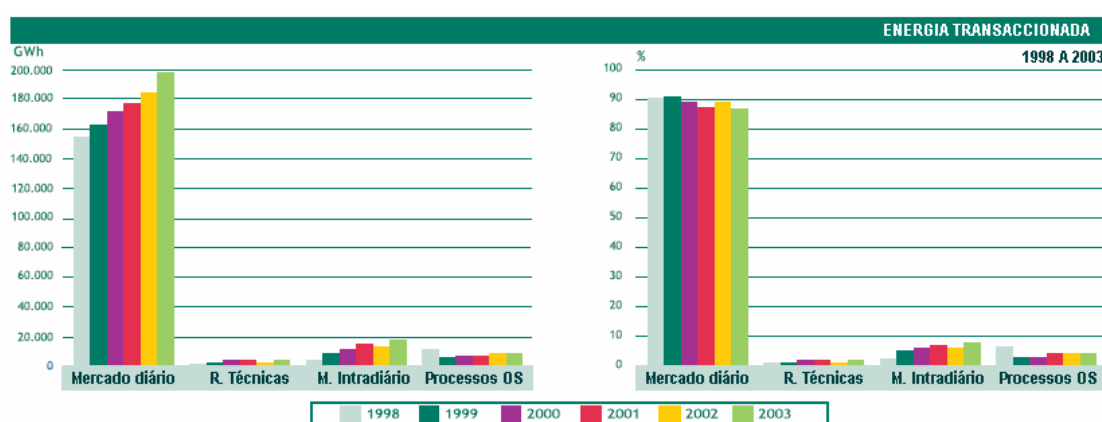


Figura 3.6: Percentagem de energia transaccionada em cada um dos mercados e procedimentos de operação técnica que integram o mercado de produção e correspondentes volumes económicos (fonte: Operador del Mercado Ibérico de Energia, OMEL, 2003a).

3.2. O mercado de electricidade em Inglaterra e Gales

Na opinião de diversos analistas, o mercado *spot* de electricidade em Inglaterra e Gales (I&G) constituiu o elemento chave das reformas introduzidas em 1990 pelo governo de *Margaret Thatcher*. Nos anos que se seguiram, a competição tanto no lado da produção como no lado do consumo tornou-se uma realidade e os preços para a maioria dos consumidores caíram cerca de 30% em termos reais.

Não obstante, em 1998 o governo britânico anunciou o fim do mercado *spot* de electricidade e a sua substituição por um modelo baseado em contratos bilaterais tal como havia sido sugerido pelo regulador (OFGEM – *Office of Gas and Electricity Markets*^{3.8}). De acordo com a “versão oficial” do governo, estas alterações resultaram:

- da discriminação do carvão face às restantes formas de energia e do elevado preço da electricidade, ambos resultantes directamente da forma segundo a qual o mercado *spot* de electricidade operava;
- da existência de um pagamento administrativo por capacidade, o qual era sentido como incompatível com o funcionamento do mercado em ambiente competitivo;
- da reduzida participação da carga no processo de formação de preços.

^{3.8} Em 16 de Junho de 1996 as entidades reguladoras do gás e da electricidade, OFGAS e OFFER, respectivamente, passaram a ser denominadas por OFGEM (*Office of Gas and Electricity Markets*).

Neste contexto, o modelo de contratos bilaterais implementado corresponde a um mercado onde intervêm ambos os agentes e para o qual não existem pagamentos por capacidade. Neste mercado também não existem protecções especiais a qualquer tipo de combustível de forma a que os preços diminuam face à competição existente no próprio mercado.

Os motivos apontados pelo governo para a extinção do mercado *spot* não foram no entanto de consenso geral, tendo existido autores que defendiam uma visão conceptualmente diferente da anteriormente apontada. *Richard Green* (1998), questiona mesmo algumas das posições defendidas pelo governo britânico ao examinar as críticas apontadas a respeito da discriminação do carvão, dos mecanismos de formação de preços e do suposto efeito do pagamento por capacidade nos preços resultantes do mercado, bem como a participação da carga nesse processo.

3.2.1. A reestruturação do sector eléctrico

A reestruturação e privatização do sector eléctrico em I&G foi anunciada em Fevereiro de 1988 com a publicação do *Energy White Paper*^{3.9}, o qual delineava a visão do governo para o mercado de electricidade. Neste contexto, a *Central Electricity Generation Board* (CEGB – proprietária de 90% dos cerca de 60 GW de capacidade de produção instalada e da totalidade da rede de distribuição e transporte de energia eléctrica (Fehr *et al.*, 1998)), seria dividida num conjunto de empresas de transporte, distribuição e produção de energia eléctrica. Assim sendo:

- em Dezembro de 1990 foi constituída a empresa concessionária da rede nacional de transporte (*National Grid Company* - NGC), responsável pela exploração da rede de transporte em alta tensão e pelas centrais de produção hidroeléctrica^{3.10};
- em Março de 1990 foram constituídas as empresas de produção convencionais (não nucleares). Infelizmente apenas foram constituídas duas empresas, a *National Power* e a *PowerGen*, pois o governo acreditava que quanto maiores fossem estas empresas maior seria a capacidade de absorção do risco das centrais nucleares;
- a *Nuclear Electric* (que recebera toda a capacidade de produção nuclear da CEGB) permaneceria propriedade do governo britânico pelo facto de não terem surgido investidores privados interessados na sua aquisição. Esta situação manter-se-ia até ao final do ano fiscal de 1995/96 (Wolak, 1998);
- as doze empresas de distribuição regionais (*Eastern, Eastern Midlands, London, Manweb, Midlands, Norweb, Northern, Seeboard, Southern, Swalec, Sweb* e *Yorkshire*) permaneceriam intactas e seriam renomeadas de *Regional Electricity Companies* – REC's.

Tal como se ilustra na figura 3.7, a NGC fornecia os serviços de transporte de energia eléctrica, coordenava a transmissão, o despacho, os serviços auxiliares, a resolução de restrições do sistema e operava o mercado *spot* de electricidade, isto é, funcionava como Operador de Mercado e de Sistema. Inicialmente a NGC era propriedade da *National Grid Holding* que, por sua vez, era propriedade das doze empresas regionais de distribuição, RECs. Posteriormente (1995) foi vendida à *National Grid Group*, tornando-se uma empresa pública (Wolak, 1998).

^{3.9} O *Energy White Paper* não constituía um documento muito detalhado, pois tudo indica que os seus autores acreditavam que a competição na produção seria organizada em torno de contratos bilaterais entre produtores e distribuidores. Nesse contexto, o mercado *spot* tornar-se-ia um centro formal de comercialização contrariamente aos contratos financeiros que seriam utilizados para a realização da maioria das transacções do mercado.

^{3.10} Os 2,1 GW de capacidade hidroeléctrica propriedade da NGC em 1990 foram posteriormente vendidos à *Edison Mission Energy* em 1995, dando origem à *First Hydro* (OFFER, 1998).

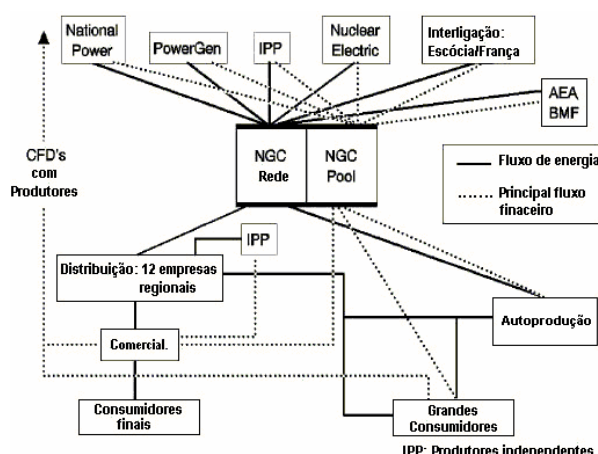


Figura 3.7: Estrutura do mercado de I&G em 1991 (fonte: Fehr *et al.*, 1998).

Na tabela 3.1 apresentam-se as parcelas de mercado correspondentes a cada uma das empresa de produção a operar no mercado de electricidade após conclusão do processo de reestruturação do sector.

Tabela 3.1: Estrutura do mercado de electricidade de I&G após conclusão do processo de reestruturação do sector eléctrico (fonte: Fehr *et al.*, 1998)

	Capacidade [GW]	Capacidade [%]	Energia [%]
National Power	30	48	46
PowerGen	19	30	28
Nuclear Electric	8,8	14	17
Electricite de France	2,0	3,2	5
Scottish interconnector	0,85	1,3	3
Pumped Storage	2,0	3,0	1
Total	62,5	100	100

Como se poderá verificar na tabela 3.1, o factor chave do processo de privatização foi a criação de um duopólio virtual na actividade de produção termoeléctrica. As duas empresas privatizadas, *National Power* e *PowerGen* receberam 62 e 38%, respectivamente, da capacidade termoeléctrica de produção da CEEB. A criação deste duopólio na actividade de produção termoeléctrica não constituía de facto um bom presságio ao desempenho do novo mercado tal como na época foi referido por diversos observadores.

Do lado do consumo, o alargamento da elegibilidade a todos os consumidores apenas seria alcançado entre Março de 1998 e Junho de 1999^{3.11}.

3.2.2. O mercado *spot* de electricidade

O *pool* de I&G funcionava como elemento central de compra e venda de electricidade. Ele determinava o preço e as quantidades de energia transaccionadas no mercado diário organizado e operava o sistema financeiro estabelecido. O *pool* era constituído por todos os produtores e comercializadores de electricidade autorizados. Os seus membros eram obrigados a transaccionar toda a sua produção e/ou compra de energia eléctrica por intermédio dos seus mecanismos de comercialização. À semelhança de outros mercados *spot* de electricidade, também o *pool* de I&G era um mercado diário no qual cada produtor deveria apresentar propostas. Estas deveriam incluir:

^{3.11} Inicialmente consumidores elegíveis eram todos aqueles cujas pontas de consumo fossem superiores a 1 MW. Em Abril de 1994 esse limite foi reduzido para 100 kW. O processo de alargamento da elegibilidade a todos os consumidores, incluindo os domésticos, iniciou-se a 31 de Março de 1998 (Wolak, 1998).

- a capacidade e tecnologia disponível para esse dia;
- o preço e quantidade de energia que estaria disposto a vender por unidade de produção.

As propostas de preço e capacidade dos produtores eram utilizadas na elaboração da ordem de mérito económica das unidades de produção, isto é, na construção da curva agregada de oferta de produção. A intersecção dessa curva com a curva de carga previsível (a partir de 1993 esta curva passou a englobar também a capacidade de reserva (OFFER, 1998)) determinava o *System Marginal Price* (SMP) para cada meia-hora do dia seguinte (preço da proposta do produtor mais oneroso em operação normal), como se ilustra na figura 3.8.

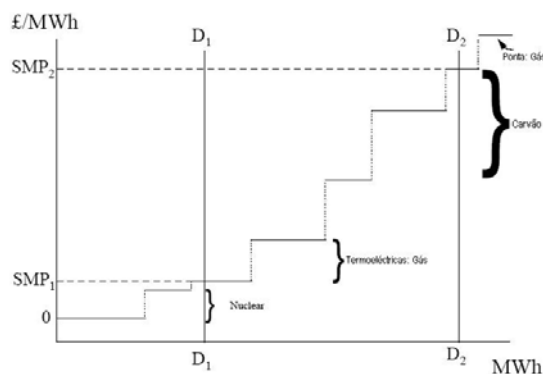


Figura 3.8: Determinação do *System Marginal Price* e respectiva ordem de mérito económica genérica do sistema (fonte: Fehr et al., 1998).

O pool de I&G determinava o *Pool Purchase Price* (PPP) – valor monetário pago às unidades programadas na ordem de mérito –, por intermédio da seguinte expressão:

$$\begin{aligned} PPP &= (1 - LOLP) \times SMP + LOLP \times VOLL = \\ &= SMP + LOLP \times (VOLL - SMP) \end{aligned} \quad (3.2)$$

Sendo,

- SMP* - *System Marginal Price*;
- VOLL* - *Value of Lost Load*;
- LOLP* - *Loss of Load Probability*.

Como se poderá verificar o PPP era constituído por duas parcelas distintas:

- o preço pago pela energia produzida (SMP), o qual era entendido como reflectindo o custo marginal de produção a curto-prazo (necessário à remuneração da capacidade de ponta);
- o preço pago pela garantia da segurança de abastecimento do sistema definido pelo elemento de capacidade ($LOLP \times (VOLL - SMP)$).

O elemento de capacidade reflectia a probabilidade de uma interrupção de energia multiplicada pelo custo esperado dessa mesma interrupção. As centrais que se encontrassem disponíveis receberiam o pagamento por capacidade quer produzissem ou não. Se produzissem receberiam também o SMP (Green, 1998). Na verdade, independentemente de outros métodos passíveis de implementação, o sector eléctrico decidiu suavizar o custo de capacidade tarifando-o com base no custo esperado das interrupções de energia em vez de custos reais. Foi então implementado um algoritmo computacional para calcular a probabilidade de perda de carga (*Loss of Load Probability* – LOLP) e definido o seu respectivo valor (*Value of Lost Load* – VOLL). Este último, definido pelo *Director General of*

Electricity Supply, era entendido como reflectindo a insatisfação do consumidor em não ter sido fornecido e como tal correspondia ao valor de uma unidade adicional de capacidade em situações de eminência de perda de carga. Foi inicialmente definido como 2000£/MW.h tendo sido indexado desde então à taxa de inflação.

Uma vez que os pagamentos eram também efectuados aos produtores não despachados, o *Pool Selling Price* (preço de venda de energia eléctrica aos consumidores finais), era determinado pela seguinte expressão (Fehr *et al.*, 1998):

$$\text{PSP} = \text{PPP} + \text{Uplift} \quad (3.3)$$

Nesta expressão *Uplift*^{3.12} representa o custo dos serviços auxiliares, reserva, disponibilidade (unidades de produção não incluídas na ordem de mérito sem restrições (Bower, 2002)) e resolução de congestionamentos. As perdas eram alocadas à carga à posteriori e adicionados ao PSP. O *Uplift* era determinado diariamente para garantia do equilíbrio entre os custos e proveitos do *pool*.

Como resultado do aumento da parcela *Uplift* verificado em 1993/94, em Abril de 1994, o regulador instituiu um sistema de gestão de incentivos, UMIS (*Uplift Management Incentive Scheme*) numa tentativa de encorajar a NGC a minimizar os custos resultantes da operação do mercado *spot* de electricidade. Em Outubro de 1995 o UMIS foi substituído pelo TSP (*Transmission Services Project*). O TSP dividiu o *Uplift* em custos associados à energia reactiva, congestionamentos do sistema, perdas e outros serviços auxiliares. A cada categoria encontrava-se associado um preço regulado concebido de forma a incentivar a NGC a manter os custos reduzidos (Wolak, 1998).

Os custos de produção nos 48 blocos temporais diários (30 minutos cada) eram caracterizados por diferentes custos fixos e variáveis em função da tecnologia de produção. A estrutura das propostas no mercado *spot* de I&G reflectia esses mesmos custos característicos. Por esse motivo, os produtores (incluindo a *Scotish Power*, a *Scotish Hydro-Electric*, a *British Nuclear Fuel - BNFL* e a *Electricité de France, EDF*^{3.13}) podiam submeter propostas até às 10H00 do dia anterior ao despacho (Bower, 2002). Cada proposta poderia conter cinco parâmetros distintos de preços:

- um preço de arranque [£];
- um preço de operação em vazio [£/h];
- três preços distintos de incremento de produção [£/MW.h];

Adicionalmente poderiam ser comunicadas as suas limitações operacionais, tais como, limite mínimo de produção e máxima rampa de variação de potência.

^{3.12} A parcela *Uplift* era utilizada para recuperar custos resultantes dos desequilíbrios diários entre a produção e a carga, apenas conhecidos *ex post* e como tal, numa perspectiva diária, constituía a única incerteza do mecanismo de formação de preços (relembre-se que o mercado de I&G era um mercado *ex ante*, na medida em que os preços eram definidos com base numa curva de previsão de carga) (Wolak, 1998).

^{3.13} No mercado de I&G todas as empresas que comercializassem energia por intermédio de uma interligação eram consideradas agentes externos. A cada agente externo era alocado um conjunto de blocos de comercialização de produção (a *Scotish Power* e a *Scotish Hydro-Electric* detinham 12 blocos cada, a EDF 10 e a BNFL um), sendo tratadas pelo *pool* como se de produtores normais se tratassem. A capacidade das interligações era dividida pelos respectivos agentes externos e a capacidade agregada aos blocos de comercialização não poderia exceder a capacidade de importação alocada a cada um dos agentes mais a totalidade da carga previsível para a interligação. Este tratamento de propostas (em operação apenas até 1 de Outubro de 1997), denominado por sobreposição, reconhecia que a capacidade da linha limitava o fluxo físico de energia (importações menos exportações) e não o fluxo total (importações mais exportações). As propostas submetidas nos blocos de comercialização eram subconjuntos das submetidas por outras unidades de produção uma vez que os preços de arranque e de funcionamento em vazio são nulos e apenas era permitida a submissão de uma proposta de incremento de produção. Adicionalmente, as re-declarações de capacidade encontravam-se sujeitas a um conjunto de limitações. A re-declaração de um dado bloco apenas poderia ter lugar se a capacidade agregada declarada de todos os agentes variasse. Qualquer aumento de capacidade deveria ser aplicado aos blocos de comercialização no sentido do aumento de preços. O inverso também se aplicava às reduções de capacidade (OFFER, 1998).

Os elementos das propostas que reflectiam os custos fixos do produtor, isto é, os custos de arranque e de funcionamento em vazio eram também considerados na determinação do preço médio de funcionamento. Este preço médio era posteriormente utilizado na ordenação das propostas de venda de electricidade das unidades de produção e na determinação do SMP na maioria dos períodos (nos períodos de carga reduzida apenas os custos incrementais de produção eram utilizados para determinar o SMP).

Os preços das propostas de venda para cada unidade de produção (ou conjunto de unidades) eram vinculativos e como tal não poderiam ser alterados. Os preços por capacidade contudo não eram vinculativos, isto é, poderiam ser alterados em tempo real de operação aumentando ou reduzindo a disponibilidade declarada^{3.14}.

Na prática porém, a maioria dos participantes pretendiam comercializar a energia eléctrica a preços menos voláteis que os do *pool* (que variavam de meia em meia hora)^{3.15}. Como tal, 80 a 90% das transacções de electricidade eram efectuadas ao abrigo de contratos às diferenças (CFDs – *Contracts for Differences*)^{3.16}. Com este tipo de contratos o preço do *pool* continuava a determinar a margem de incentivo ao produtor. Se o preço do *pool* estivesse abaixo do custo marginal de produção da central, o produtor maximizaria os seus proveitos ao simplesmente receber o pagamento às diferenças não procurando operar. Submetendo propostas iguais aos custos de operação deveria assegurar que a central apenas operaria quando o preço do *pool* se encontrasse acima dos seus custos. Os contratos às diferenças poderiam assim assegurar os proveitos da central ao mesmo tempo que criavam incentivos à operação eficiente do mercado. Os preços de todos estes contratos eram de conhecimento público e a gestão do mercado de electricidade de futuros era realizado pelo *London Futures and Options Exchange* (Smith, 1995).

Não obstante, os contratos às diferenças foram também utilizados no processo inicial de privatização como garantia dos postos de trabalho da indústria de carvão Britânica. O governo obrigou mesmo a *PowerGen* e a *National Power* a entrar nesse mecanismo de contratação para que dessa forma se processassem elevados consumos de carvão Inglês a preços mais elevados que os do mercado internacional. Os contratos realizados entre a *PowerGen*, *National Power* e os RECs eram assim utilizados para os compensar dos elevados preços de aquisição de carvão. O preço de fecho desses contratos permitia que os custos da aquisição de carvão passassem para os RECs e estes, por sua vez, para os consumidores finais na forma de preços mais elevados (a estrutura regulatória de preços dos REC's incluía um termo que permitia repassar aumentos extraordinários de custos para os consumidores).

^{3.14} Após definição do PPP a NGC comunicava (por volta da 16H00) aos produtores o resultado do despacho. Uma vez que estes podiam alterar a declaração de capacidade após conhecimento do PPP, alguns produtores despachados optavam por declarar indisponibilidade de operação. Esta característica de mercado justificava-se pela ocorrência de avarias imprevisíveis de unidades de produção e, em outras situações, pelas oscilações dos preços no mercado do gás, os quais tornavam mais rentável a venda de gás dos CCGTs (*Combined Cycle Gas Turbine*) nesse mercado. Esta acção provocava porém o aumento do pagamento por capacidade ao aumentar a probabilidade de perda de carga (LOLP), contribuindo assim para o aumento dos proveitos de determinados produtores, nomeadamente, os pertencentes a empresas com um amplo portfólio, na medida em que a NGC era forçada a despachar outras das suas unidades de produção não incluído no despacho inicial por terem apresentado propostas a preços elevados (Bower, 2002).

^{3.15} A grande maioria dos consumidores dos RECs adquiria electricidade a tarifas reguladas determinadas de forma independente às variações dos preços do *pool*. De uma forma geral, estas tarifas apresentavam um ciclo semanal ou diário, com um preço fixo para a energia consumida durante períodos diurnos e um outro para a energia consumida em períodos nocturnos. Consequentemente, as oscilações diárias ou mensais dos preços do *pool* não tinham qualquer impacto nos preços da energia paga por esses consumidores. Apenas uma pequena parte da carga do sistema de I&G (aproximadamente 5%) era adquirida por consumidores finais a preços variáveis de acordo com as flutuações do mercado. Uma vez que os RECs forneciam energia a uma grande parcela de consumidores abrangidos por tarifas reguladas definidas anualmente, eles protegeram-se dessa volatilidade de preços de aquisição de electricidade por intermédio da realização de contratos às diferenças (Wolak, 1998).

^{3.16} Com contratos deste tipo ambas as partes acordam um preço alvo para uma dada quantidade de electricidade. Sempre que o preço do *pool* se encontre abaixo do preço acordado, o comprador pagará ao produtor a diferença entre os dois. Quando o preço do *pool* é superior, o produtor devolve a diferença. Se um produtor produz a quantidade de electricidade vinculada ao contrato então o seu proveito é determinado pelo preço acordado (Green, 1998). Tipicamente este tipo de contratos contém restrições, tais como, número anual mínimo de vezes em que o contrato possa ser invocado (OFFER, 1998).

O mercado *spot* de electricidade de I&G não permitia a realização de contratos bilaterais físicos entre produtores e consumidores. Um produtor apenas poderia produzir electricidade por despacho da NGC. Consequentemente, um consumidor que tivesse realizado um contrato bilateral com um produtor para fornecimento de electricidade, não possuía garantia de que esse mesmo produtor seria despachado de forma a satisfazer a carga (Wolak, 1998). Todas as transacções físicas eram realizadas por intermédio do *pool* e como tal os produtores afectos a contratos usualmente apresentavam propostas a preços nulos, garantindo dessa forma a sua inclusão na ordem de mérito de despacho do Operador de Mercado (Bower, 2002).

3.2.2.1. Comercialização externa ao *pool*

Um produtor externo era um produtor que não necessitava de licença de produção e como tal não se encontrava obrigado a participar no *pool*. Estas excepções eram concedidas a unidades de produção que operassem a valores inferiores a 50 MW se as suas capacidades instaladas fossem inferiores a 100 MW ou a 10 MW se as suas capacidades instaladas fossem superiores. Estas unidades de produção encontravam-se tipicamente interligadas às redes de distribuição dos REC's. Elas poderiam vender energia directamente a um comercializador autorizado ou, se detentoras de licenças comercialização, a consumidores finais. Um comercializador que adquirisse energia a uma unidade de produção externa não pagava os serviços de transmissão, as tarifas de uso global do sistema e o *Uplift*.

Até 1993 todas as unidades de produção com consumo próprio eram obrigadas a vender as suas produções no *pool* ao PPP e a adquirir a energia de que necessitavam ao PSP. Porém, a partir dessa data apenas o fluxo diferencial teria de ser transaccionado no *pool*. Apesar do regulador ter reconhecido em Julho de 1994 que a menor transparência deste mercado criava alguns problemas de concorrência face a pequenos produtores do *pool*, nomeadamente no que respeitava a obrigações de serviços de sistema, estas regras permaneceram válidas durante todo o período de operação do *pool*.

3.2.2.2. Transmissão e distribuição

A actividade de transporte e distribuição de energia eléctrica era a mais fortemente regulada do sistema eléctrico de I&G encontrando-se sujeita a tarifas. Estas não poderiam aumentar a um nível superior ao da inflação na medida em que eram determinadas por $RPI - X$, isto é, o índice de preços no consumidor (*retail price index* – RPI) menos a taxa real de decréscimo de preços (X), que reflectia os ganhos de eficiência. O factor “ X ” encontrava-se sujeito a revisão de cinco em cinco anos aproximadamente. O objectivo era o de fornecer um incentivo ao controlo de custos e à melhoria de eficiência do sistema. Se as empresas fossem capazes de reduzir custos então seriam autorizadas a aumentar os seus proveitos.

3.2.2.3. Gestão de congestionamentos e perdas

O preço marginal do sistema no mercado *spot* de I&G era determinado pelo preço mais elevado da proposta de venda de energia na ordem de mérito sem restrições, isto é, na curva de oferta de produção eram ignoradas as restrições e as perdas do sistema. A produção real iria na verdade diferir deste valor. Após ter sido determinado o preço marginal do sistema para cada meia-hora do dia seguinte, o Operador de Sistema efectuava uma revisão do despacho e como tal alguns produtores que anteriormente se encontravam em condições de operar não seriam despachados por motivos de restrições do sistema^{3.17}.

^{3.17} Esta situação poderia também ocorrer devido a diferenças entre a carga prevista e a real ou à re-declaração de capacidade de operação das unidades de produção (note-se que os produtores de uma forma geral não eram penalizados por falharem na tentativa de satisfação das obrigações de despacho ou por alterarem as suas declarações de capacidade).

De igual forma, alguns produtores que anteriormente se encontravam excluídos da ordem de mérito iriam operar. Os pagamentos aos produtores eram calculados tendo em conta essas alterações:

- pagamentos para a produção inicialmente programada (ordem de mérito sem restrições) era efectuada ao PPP;
- pagamento para a reserva programada era efectuada ao PPP menos os custos incrementais das respectivas unidades de produção;
- pagamento por disponibilidade era determinado por $LOLP \times (VOLL - \text{Max} \{SMP, \text{preço médio da proposta}\})$;
- os produtores despachados por motivos de resolução de congestionamentos eram pagos ao preço das suas propostas mais o termo de capacidade;
- as unidades de produção não utilizadas por motivos de restrições do sistema eram pagas ao PPP menos o valor das suas propostas de venda.

O custo das perdas de transmissão era suportado por todos os comercializadores de forma homogénea, correspondendo tipicamente a 2% da totalidade das receitas do *pool* (OFFER, 1998).

3.2.2.4. Serviços auxiliares

Em adição ao preço recebido por energia e capacidade, as unidades de produção podiam também receber pelo fornecimento de serviços auxiliares necessários à manutenção da estabilidade e fiabilidade do sistema (controlo de frequência e tensão, reserva e *black start*) (OFFER, 1998).

O controlo de frequência era pago por intermédio de contratos de prestação de serviços auxiliares de forma proporcional à capacidade de resposta das unidades de produção. Os termos e períodos de duração desses contratos encontravam-se sujeitos a regras de mercado e como tal eram negociáveis (OFFER, 1998).

A reserva era remunerada de três formas distintas. A reserva primária era remunerada por intermédio do pagamento de serviços auxiliares e a reserva secundária (ou programada) era remunerada essencialmente por intermédio do *pool* (*Energy Uplift*). Os contratos de reserva girante eram pagos por intermédio de um processo anual de propostas.

Atendendo ao carácter zonal inerente ao serviço de controlo de tensão, este era preferencialmente assegurado por intermédio de contratos bilaterais de fornecimento de energia reactiva. Na ausência desses contratos existiam tarifas reguladas para remuneração da energia reactiva produzida pelas unidades de produção.

A remuneração do serviço de *black start* era efectuada por intermédio de contratos específicos.

3.2.2.5. O desempenho do *pool*

No período inicial de funcionamento do *pool* os preços sofreram reduções importantes (mais do que o próprio governo esperava). Durante esse período os preços dos contratos de electricidade^{3.18} foram suficientemente elevados para cobrirem os preços do carvão. Esta acção protegeu as empresas de electricidade de imprevistos no decorrer dos três anos seguintes à reestruturação protegendo também a indústria do carvão inglesa (Fehr *et al.*, 1998).

Em Abril de 1991 porém, alguns destes contratos expiraram e os produtores sentiram-se capazes de aumentar os preços, como ilustrado na figura 3.9. Alguns dos grandes consumidores que haviam sido persuadidos a comprar ao preço do *pool* em vez de a preços de contratos (mais elevados em 1990/1991) ficaram assim mais expostos ao aumento de preços. As suas reclamações (e também as dos REC's) levaram a que o regulador em primeiro lugar inquirisse os produtores e, posteriormente, publicasse 10 relatórios a respeito da competição na produção. Estes relatórios concluíram que os preços do *pool* se haviam encontrado abaixo dos custos de produção e como tal seria difícil restringir os aumentos verificados.

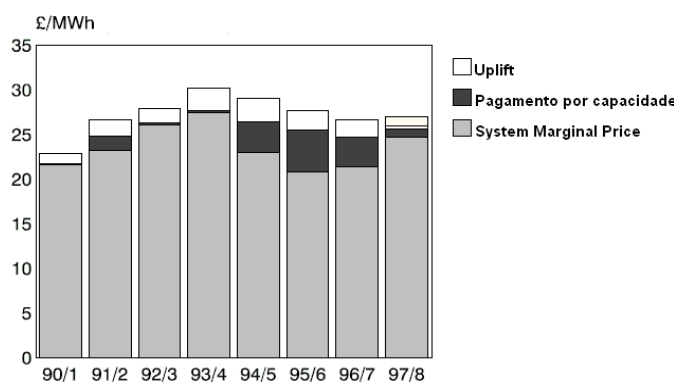


Figura 3.9: Preços médios do *pool* no período compreendido entre 1990 e 1998 (fonte: Green, 1998).

Na figura 3.10 poder-se-á verificar também uma comparação das curvas de duração de preços nos anos de 1991/92, 1993/94 e 1996/97. A este respeito refira-se ainda que os valores médios do PPP e do PSP foram em 1993/94, 28,8 e 33,3%, respectivamente, superiores aos valores de 1990/91. Em 1997/98 esses acréscimos foram de 15,7 e 11,8%, respectivamente (OFFER, 1998).

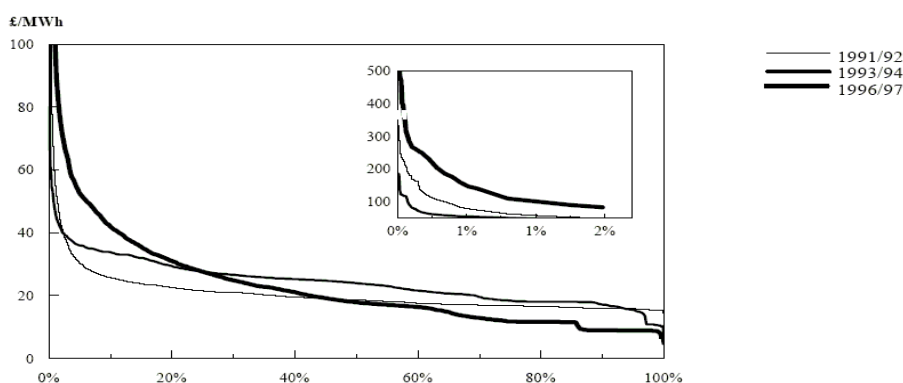


Figura 3.10: Curvas de duração anual do PPP nos anos de 1991/92, 1993/94 e 1996/97 (fonte: OFFER, 1998).

^{3.18} Aquando da reestruturação do sector eléctrico em 1990 os contratos de compra de carvão foram revistos para evitar surpresas desagradáveis aquando da entrada em funcionamento do mercado liberalizado de electricidade. Desta forma, os produtores foram privatizados com três anos de contratos para comprar quantidades fixas de carvão Inglês a preços próximos aos do mercado internacional e para vender electricidade aos RECs.

Em 1993 porém, o regulador concluiu que o aumento de preços verificado havia sido injustificado e ameaçou denunciar as empresas à *Monopolies and Mergers Commission*. No seguimento dessa ameaça foi alcançado, a 11 de Fevereiro de 1994, um acordo entre a *National Power*, a *PowerGen* e o regulador, o qual definiu a existência de dois anos a preços regulados^{3.19} (anos fiscais de 1994/95 e 1995/96) e a alteração da estrutura do mercado por alienação de parte da capacidade de produção termoelétrica das referidas empresas. Na verdade, a estrutura do mercado *spot* de electricidade em I&G alterou-se significativamente desde a privatização devido:

- à introdução de mais de 6 GW de capacidade de produção proveniente de produtores independentes CCGTs (*Combined Cycle Gas Turbine*), no período compreendido ente 1993 e 1997;
- à reformulação das centrais termoelétricas a carvão propriedade da *National Power* e *PowerGen*;
- ao aumento da capacidade de interligação com a Escócia (850 MW para 1650 MW);
- à alienação de 6 GW de centrais termoelétricas a carvão da *National Power* (4 GW) e *PowerGen* (2 GW), as quais foram vendidas à *Eastern Electricity Group* (Bower, 2002).

Como consequência destas medidas a *National Power* e a *PowerGen* viram as suas parcelas de mercado reduzidas tornando-se efectivamente produtores de ordem de mérito intermédia. Praticamente todas as novas centrais CCGT apresentavam propostas no *pool* a preços muito reduzidos operando como centrais de base (essencialmente devido aos contratos de aquisição de gás do tipo *take or pay*^{3.20} e aos contratos financeiros com os REC's). Desta forma, as novas centrais CCGTs raramente determinavam o SMP. Neste novo cenário, a *National Power* e a *PowerGen* continuavam a poder influenciar o preço do mercado apesar do declínio da sua parcela de mercado ter tornado menos atractiva essa acção.

Na tabela 3.2 poderemos verificar a estrutura do mercado de electricidade de I&G em Novembro de 1996.

Tabela 3.2: Estrutura do mercado de electricidade de I&G em 1996 (fonte: Fehr *et al.*, 1998)

	Capacidade [GW]	Capacidade [%]	Mercado [%]
National Power	20,4	34	33
PowerGen	16,8	28	24
Nuclear Electric	10,8	18	22
EDF	2,0	3,3	6
Escócia	1,6	2,6	4
Hidroelétricas	2,4	4	1
IPPs	6,0	10	10
Total	60	100	100

Como se poderá verificar por comparação das tabelas 3.1 e 3.2, o efeito conjunto das alienações e adições de capacidade neste mercado traduziu-se num decréscimo da capacidade total de produção instalada no período compreendido entre 1990 e 1996, apesar do consumo de energia eléctrica nesse mesmo intervalo de tempo ter aumentado (Wolak, 1998). Como resultado do aumento de carga neste período, a margem de reserva do sistema decresceu de 33% em 1990/91 para 24% em 1996/97 como se poderá verificar por inspecção da figura 3.11.

^{3.19} A regulação aqui referida era aplicável aos preços médios e aos preços médios ponderados à carga do *pool* (os preços médios ponderados à carga são calculados por intermédio da média ponderada dos preços face à carga em idênticos períodos de tempo). Como se poderá verificar por intermédio da figura 3.10, a introdução deste limite de preços médios conduziu a uma redução efectiva dos preços médios do *pool*, mas também a um aumento da volatilidade dos mesmos (OFFER, 1998).

^{3.20} Um contrato com cláusulas do tipo *take or pay* impunha ao produtor uma obrigação de pagamento de um volume predefinido de gás, independentemente de este o consumir ou não (OFFER, 1998).

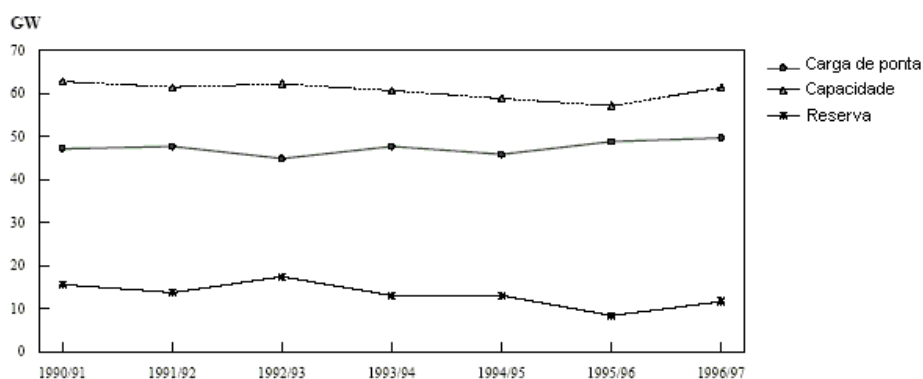


Figura 3.11: Ponta da carga, capacidade e reserva no sistema eléctrico de I&G no período compreendido entre 1990/91 e 1996/97 (fonte: OFFER, 1998).

Na figura 3.12 pode-se verificar também um conjunto de dados estatísticos referentes à percentagem de tempo em que as unidades de produção propriedade da *National Power*, *PowerGen*, *Eastern* e *First Hydro* definiam os preços do *pool*. Como se poderá verificar nessa figura, os três primeiros produtores anteriormente referidos em conjunto definiam o preço de mercado em cerca de 80% do tempo. Nos restantes 10 a 20% (principalmente nos períodos de ponta) os preços eram definidos pela *First Hydro* (OFFER, 1998).

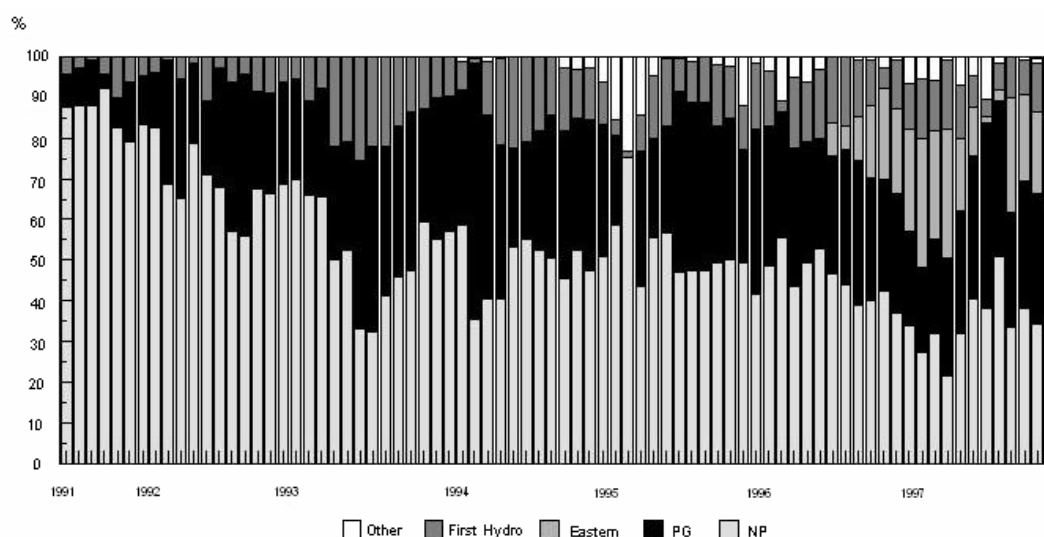


Figura 3.12: Percentagem de tempo mensal em que as unidades de produção propriedade da *National Power*, *PowerGen*, *Eastern* e *First Hydro* definiam os preços do *pool* (SMP) (fonte: OFFER, 1998).

3.2.2.6. Interactividade dos mercados de gás e electricidade

A interacção entre os mercados do gás e da electricidade em I&G aumentou significativamente devido ao elevado número de unidades de produção CCGTs. As interrupções no mercado do gás quer fossem por questões de comercialização, quer fossem por questões de distribuição, podiam afectar o fornecimento de combustível a essas mesmas unidades de produção e, consequentemente, a sua capacidade de produção de electricidade. A este facto acrescia ainda a facilidade de intercâmbio entre mercados, nomeadamente, após a introdução do mercado de ajustes diário do gás (OFFER, 1998).

Uma vez que o *pool* era um mercado organizado diário, às 16H00 de cada dia os produtores conheciam os preços do *pool* para o dia seguinte e o respectivo programa de funcionamento sem restrições. Por conseguinte, produtores com possibilidade de permuta entre os dois mercados encontravam-se em posição de otimizar as suas estratégias de mercado. Se o gás fosse vendido, o produtor re-declarava

diminuição de capacidade renunciando aos proveitos do *pool* em detrimento de maiores proveitos provenientes do mercado do gás. A decisão dependia da publicação dos preços do *pool* relativamente aos custos de produção por intermédio de combustíveis alternativos e da posição contratual do produtor. Tipicamente, se os preços do gás fossem elevados, os preços do *pool* seriam também elevados e como tal continuar a operar constituía uma opção atractiva. Ao tomar esta decisão o produtor tinha também que ter em conta as restrições ambientais. O fuelóleo é mais poluente que o gás natural e como tal a unidade de produção poderia não ser capaz de consumir tanto combustível alternativo quanto o que consumiria se utilizasse gás natural (OFFER, 1998).

Contrariamente à electricidade, o gás poderá ser injectado na rede de transporte em antecedência à ponta da carga. Consequentemente, uma unidade de produção com possibilidade de transaccionar em ambos os mercados poderia contribuir para ambas as pontas de consumo. Em princípio, ela poderia vender gás numa fase inicial do dia, para posteriormente vender electricidade no período de ponta do sistema eléctrico. Deve-se no entanto referir que devido ao reduzido período de tempo disponível para o exercício de permuta de mercado, esta acção revelou-se pouco comum (OFFER, 1998).

As unidades de produção com contratos interruptíveis^{3.21} de uma forma geral não eram capazes de beneficiar da possibilidade de permuta entre mercados, uma vez que os fornecimentos de gás eram interrompidos em todas aquelas situações em que essa mesma permuta se configurasse vantajosa. Para além dos motivos anteriormente apontados, estes contratos possuíam ainda cláusulas que proibiam a revenda de gás prevenindo assim explicitamente a permuta de mercados.

O impacto do processo de arbitragem^{3.22} no mercado de electricidade dependia fortemente da opção da unidade de produção: interromper a produção de electricidade ou optar por utilizar um combustível alternativo. Caso a unidade de produção optasse por esta última via o SMP poderia aumentar nos dias subsequentes se a unidade de produção decidisse reflectir o aumento do preço de combustível nas suas propostas.

O pagamento por capacidade apenas era afectado se a unidade de produção declarasse indisponibilidade por um período de tempo superior a sete dias (este valor era calculado com base na máxima disponibilidade da unidade de produção dos últimos sete dias). A parcela de preços *Uplift* podia aumentar por duas razões distintas: a re-declaração do custo dos combustíveis (permitida a partir da introdução das regras temporárias do *pool* em 1996/97) ou pelo despacho de unidades de produção mais onerosas como resultado da redução de capacidade declarada pelas unidades de produção que optassem por vender o combustível no mercado do gás. O aumento da parcela *Uplift* podia no entanto não se verificar se a previsão de carga inicialmente considerada para efeitos de programação diária se revelasse excessiva. Adicionalmente, o preço dos serviços auxiliares poderia também aumentar se a NGC decidisse ser necessário dispor de uma maior quantidade de reserva.

^{3.21} Um contrato interruptível permitia que o fornecimento de gás fosse interrompido num determinado número de dias por ano. Essas interrupções poderiam ocorrer na comercialização ou na distribuição. Alguns contratos permitiam apenas um determinado tipo de interrupções, enquanto outros permitem ambas.

^{3.22} Arbitragem é o processo de comercialização segundo o qual os proprietários das unidades de produção termoelectricas a gás poderiam escolher vender o seu combustível no mercado do gás em vez de o utilizar para produção de electricidade como forma de tirar o máximo partido do diferencial de preços de mercado.

Para prevenir situações deste tipo, a 1 de Novembro de 1997, o *pool* aprovou um mecanismo de penalização temporário (*High Priority Notice of Inadequate System Margin – HPNISM*) aplicável a todas as unidades de produção que reduzissem em mais de 15% a capacidade declarada nos períodos de ponta. Em paralelo, o *pool* introduziu também um processo transitório segundo o qual a NGC poderia solicitar reduções de carga durante os períodos anteriormente mencionados.

Estas e outras circunstâncias conduziram a uma maior partilha de informação entre os operadores do mercado de gás e electricidade, *Transco* e NGC, respectivamente.

3.2.2.7. Distorções no mercado de electricidade

De acordo com o documento de consulta solicitado pelo governo britânico, as distorções ocorridas no mercado de electricidade de I&G podiam ser classificadas em dois grandes grupos:

- distorções na operação do mercado de electricidade, as quais afectavam a competição entre combustíveis e entre novas centrais de produção e as já existentes encorajando novos produtores a entrarem no mercado;
- distorções resultantes da inadequada competição no sector da produção termoeléctrica, as quais conduziam a níveis de preços de mercado mais elevados que os necessários criando falsos incentivos à entrada de produção no mercado. Neste contexto, o regulador citou como principais causas a excessiva concentração de centrais termoeléctricas em apenas duas empresas, os atrasos na abertura do mercado de comercialização e a insuficiente separação entre as actividades de distribuição e comercialização, as distorções nas relações comerciais com outros parceiros europeus e os mecanismos de formação de preços de remuneração dos serviços de sistema.

Pagar a todos os geradores o mesmo preço constituía um factor conducente a situações de domínio de mercado, uma vez que os grandes produtores necessitavam apenas de aumentar as propostas das suas centrais marginais para aumentar a rentabilidade global das suas empresas. Adicionalmente, esta característica de mercado constituía uma clara vantagem para os produtores CCGTs e para as centrais nucleares que apresentavam quase sempre propostas próximas de zero. Os elevados preços resultantes desta imperfeita estrutura de mercado constituíram, na opinião do regulador, um factor conducente à excessiva entrada de novas centrais termoeléctricas a gás em detrimento do carvão, pois questões de foro ambiental não seriam por si só suficientes para justificar tão elevado nível de investimentos nesta tecnologia. O investimento extremamente rápido neste tipo de centrais aumentou os custos da indústria eléctrica e acelerou o declínio da indústria inglesa do carvão. Por outro lado, os mecanismos de formação de preços do *pool* não reconheciam o benefício relativo da capacidade flexível^{3.23}, beneficiando desta forma determinados combustíveis em detrimento de outros (note-se que as centrais nucleares são de uma forma geral inflexíveis por questões de ordem técnica e os CCGTs possuíam acordos contratuais que favoreciam modos de operação inflexíveis).

^{3.23} Em I&G as centrais termoeléctricas a carvão constituíam a maioria da produção flexível. O sistema dependia frequentemente das centrais a carvão para garantia dos serviços de estabilidade e segurança, tais como, resposta em frequência, *black start* e controlo de energia reactiva.

A existência de contratos às diferenças a longo prazo de carácter não vinculativo constituiu também um factor de distorção do mercado que afectou essencialmente as unidades de produção já existentes. Na verdade, estes contratos a longo prazo vendiam electricidade a preços fixos (os quais em alguns casos se situavam bastante acima dos níveis de preços do *pool*) apenas quando as respectivas centrais se encontravam em operação. Desta forma, eles constituíam um verdadeiro incentivo aos CCGTs a apresentar propostas a preços nulos para operarem, mesmo que isso implicasse a definição de um preço nulo do *pool* ou que os seus custos fossem superiores aos de outras centrais.

Não obstante, diversos autores defendiam ainda que as declarações e re-declarações de capacidade haviam sido manipuladas para aumentar o pagamento por capacidade e o SMP. De facto, ao declarar indisponibilidade numa fase inicial e posteriormente re-declarando-a como disponível, os produtores faziam aumentar ambas as parcelas do PPP. Re-declarando capacidade fariam com que esta fosse paga pelo menos à parcela de capacidade e, se despachada, ao PPP. Também as centrais consideradas na resolução de congestionamentos eram pagas a preços muito elevados para maximizar os seus proveitos. Por outro lado, as unidades de produção que previsivelmente não pudessem operar por motivos de congestionamentos eram pagas a preços muito reduzidos.

O regulador criticou também algumas das regras de formação de preços do *pool*, as quais haviam conduzido a elevadas oscilações de preços. Na opinião do regulador, nos primeiros anos estes preços haviam ocorrido pela forma segundo a qual o software de despacho olhava para a produção independente escolhendo operar centrais onerosas. Porém, na sua opinião, estes preços ocorriam agora essencialmente quando o software reagia de forma inesperada a uma determinada proposta: a complexidade do software e das propostas tornava por vezes difícil determinar a causa de um dado resultado.

Os dados necessários à construção da curva de previsão de carga (efectuado pela NGC) eram disponibilizados aos produtores no período que antecedia a apresentação de propostas de venda de energia e capacidade. Isto significava que os produtores podiam também calcular a previsão de carga da NGC durante o dia anterior à submissão de propostas. Na opinião de *Wolak* (1998) esta regra de mercado teve importantes implicações na estratégia utilizada pelos produtores na tentativa de exercício de domínio de mercado. Não obstante, a curva de previsão de carga era perfeitamente inelástica, isto é, o *pool* ignorou amplamente a influência da carga no mercado e a produção era despachada por intermédio de uma previsão de carga fornecida pela NGC.

A partir de 1993 passou a haver um pequeno esquema de propostas de carga, no qual um pequeno número de grandes consumidores apresentava propostas correspondentes a “blocos de redução de carga”. O esquema era porém impopular entre os consumidores pois sentiam que o mecanismo de retribuição não constituía um incentivo satisfatório à gestão de carga. Desde então existiram pressões a nível político e regulatório a favor das propostas do lado da carga, mas como as empresas de electricidade determinavam o que sucedida no *pool* o sistema permaneceu inalterado.

Finalmente, muitos dos produtores independentes não foram verdadeiramente independentes mas sim associados aos RECs^{3.24}, aos quais havia sido permitido o investimento em produção dentro de determinados limites^{3.25}. Estes produtores tinham contratos de compra de gás e de venda de electricidade (enfrentavam reduzidos riscos) e como tal poderiam recorrer a amplos financiamentos. Os REC's enfrentaram um potencial conflito de interesses uma vez que poderiam passar o custo de aquisição de electricidade para os seus pequenos consumidores cativos enquanto os proveitos das suas próprias centrais contribuiriam para o aumento dos seus rendimentos.

3.2.3. A revisão do pool e o *Energy White Paper*

Em finais de 1997 tornou-se claro que a produção dos produtores a carvão iria decrescer ainda mais. Por essa altura a Inglaterra tinha um governo Trabalhista com fortes ligações históricas à indústria mineira e uma doutrina mais intervencionista que a dos Conservadores. Existindo ainda nessa altura contratos, o governo anunciou uma suspensão temporária das licenças para construção de novas centrais eléctricas. Esta medida não iria afectar a quantidade de carvão utilizada nos dois anos seguintes (uma vez que apenas foram afectadas centrais ainda em construção), mas teve uma importância simbólica como declaração de suporte à indústria do carvão. A moratória duraria enquanto o governo revia a sua política energética e o regulador revia as transacções comerciais do mercado, pelo que o seu impacto mais não constituiu do que um atraso de cerca de um ano na construção de novas centrais CCGTs (Bower, 2002).

No seguimento dessas revisões, o regulador propôs reformas radicais às regras de comercialização no mercado, as quais compreendiam um novo conjunto de mecanismos que, efectivamente, substituiriam o *pool*, bem como os seus respectivos contratos associados. As propostas eram semelhantes às de outros mercados de produtos, algumas delas já experimentadas no mercado do gás. Os elementos fundamentais desse processo de revisão incluíam:

- o envolvimento da carga no processo de formação de preços (ao permitir a contratação directa entre consumidores e produtores);
- propostas obrigatórias por forma a que os agentes se encontrassem vinculados aos seus contratos (tal como acontece em outros mercados);
- propostas simples e compreensíveis que privilegiassem a transparência;
- a comercialização no *pool* deixaria de ser obrigatória e como tal os preços seriam essencialmente definidos por intermédio de contratos bilaterais e não por intermédio de um único mercado *spot*.

Neste contexto, o novo conjunto de mercados proposto pelo *Director General of Electricity Supply* (DGES) em Julho de 1998 e aceite pelo governo em Outubro desse mesmo ano (com a publicação do *Energy White Paper*), incluem:

^{3.24} Na opinião de diversos analistas (contrariamente à dos REC's que defendiam que o mercado naturalmente criaria uma clara linha divisória) a separação física das actividades que operavam em regime de mercado das que operavam em regime de monopólio assegurariam a não existência de subsídio cruzado e o tratamento não discriminatório de todas as empresas de produção.

^{3.25} Os limites, em MW de capacidade, foram grosseiramente definidos como 15% da ponta da carga em cada uma das respectivas áreas dos REC's. Uma vez que a carga eléctrica média era cerca de dois terços da ponta, um REC que utilizasse todos os seus limites poderia alcançar cerca de um quarto da sua carga, ou metade das suas vendas a pequenos consumidores não elegíveis.

- mercados de opções e futuros operando para vários anos se necessário;
- um mercado de curto-prazo onde possam ser tratadas propostas simples de compra e venda. Um tal mercado permite aos agentes ajustar as suas posições contratuais face às informações correntes (condições meteorológicas, por exemplo). A proposta inicial ia no sentido de que este mercado deveria abrir com alguma antecedência face ao respectivo fornecimento de energia (um dia, por exemplo) e fechar com a antecedência de quatro^{3.26} horas em relação a esse mesmo instante. Desta forma, a NGC poderia gerir o sistema efectuando os ajustes que considerasse necessários;
- um mercado de ajustes para equilíbrio da produção e carga do sistema, assim como para a resolução das restrições do sistema. Também para este mercado a proposta inicial ia no sentido de que este deveria abrir com uma antecedência de cerca de quatro horas^{3.26} face ao respectivo fornecimento de energia. Por intermédio deste mecanismo a NGC seria capaz de negociar aumentos e diminuições de produção, assim como reduções de carga sempre que essas propostas ocorressem no mercado de ajustes;
- um processo de liquidação das transacções comerciais;
- um mercado de derivados associado.

Estes mercados são todos bilaterais e como tal a NGC actua como mediador em todas as transacções. Ao possuírem carácter obrigatório ambas as partes terão compromissos financeiros correspondentes às respectivas posições contratuais assumidas. Será sempre possível haver libertação da obrigação física de entrega ou recepção, mas isso implicará o envolvimento na comercialização no mercado de ajustes ou no pagamento de uma tarifa por desequilíbrio correndo, em ambos os casos, o risco de pagamento de uma penalização. Em 1997, no decorrer do processo de consulta pública do RETA (*Review of Electricity Trading Arrangements*) o Ofgem e o DTI (*Department of Trade and Industry*) encetaram novos contactos com a *National Power* e a *PowerGen* com vista à realização de uma nova alienação de capacidade (cerca de 40% dos seus portfólios termoeléctricos). Deste processo resultou a autorização destas empresas voltarem a reintegrar as actividades de produção e distribuição^{3.27} em troca da alienação de 4 GW de capacidade, bem como o cancelamento do anterior acordo de alienação de capacidade à *Eastern Electricity Group*. Como resultado deste processo, em 2001 (por altura da introdução do NETA) o sector de produção termoeléctrico encontrava-se já fragmentado em oito empresas distintas (Bower, 2002).

3.2.4. New Electricity Trading Arrangements

Como conclusão do processo de revisão do pool, em 27 de Março de 2001 foram introduzidos no mercado de electricidade de I&G novos mecanismos de mercado designados NETA - *New Electricity Trading Arrangements*. Tal como havia sido delineado no *Energy White Paper* em 1998, estes incluem mercados de opções e futuros, mercados de curto-prazo, um mercado de ajustes e um processo de liquidação.

^{3.26} Aquando da implementação do NETA este período foi reduzido para três horas e meia. Em Julho de 2002 este período foi reduzido para uma hora (Bower, 2002; OFFER, 1998).

^{3.27} No seguimento deste processo a *PowerGen* comprou a empresa de distribuição *East Midlands Board* em Junho de 1999 e vendeu a *Fiddlers Ferry* (1960 MW) e a *Ferrybridge* (1956 MW) em Julho desse mesmo ano à *Edison Mission Energy*. Por seu lado a *National Power* adquiriu a *Midlands Electricity Board* em Junho de 1999 e vendeu a *Drax* (3870 MW) em Novembro desse mesmo ano à *AES*. Adicionalmente, ambas as empresas voluntariamente decidiram reduzir ainda mais a sua capacidade de produção termoeléctrica. Por este mesmo motivo, a *PowerGen* decidiu vender 13% da sua capacidade à *British Energy* e à *EDF*. A *National Power* decidiu reduzir a sua capacidade de produção termoeléctrica em igual quantidade e separar as suas actividades de produção e distribuição em duas empresas distintas: a *Innogy* (posteriormente vendida à E.ON em Julho de 2002) e a *International Power* (Bower, 2002).

Os mercados de futuros, de opções e de curto-prazo, constituíram uma clara resposta às necessidades dos participantes. Estes mercados permitem contratar electricidade para fornecimentos em instantes temporais futuros, os quais poderão variar desde algumas horas a alguns anos. A figura 3.13 ilustra esquematicamente a variedade de mercados existentes no âmbito do NETA, bem como a sua relação com o instante de encerramento diário das transacções (*Gate Closure*).

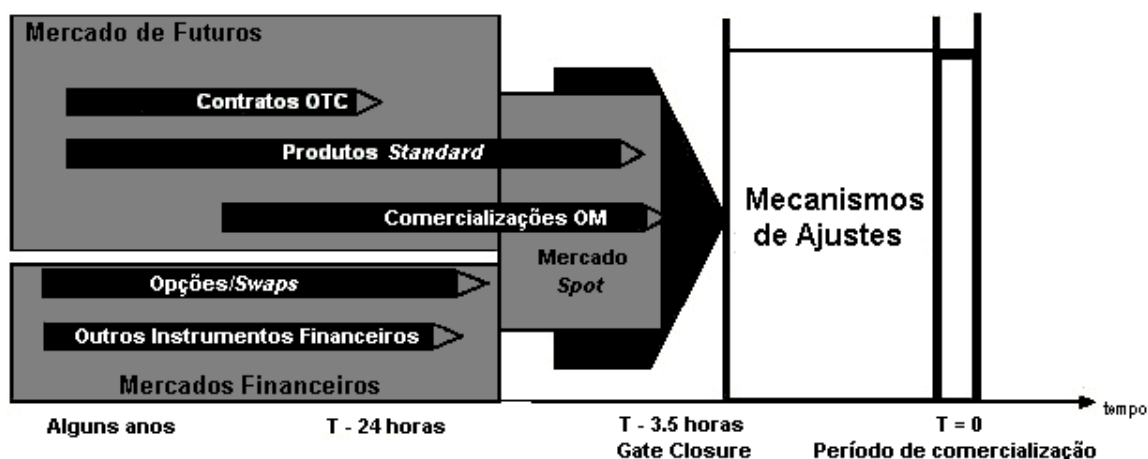


Figura 3.13: Mecanismos de comercialização no NETA e respectiva relação com o instante de encerramento diário das transacções (*Gate Closure*) (fonte: OFGEM, 2001).

3.2.4.1. Mercados de curto-prazo

Neste novo mercado de electricidade de I&G os participantes podem transaccionar contratos *spot*^{3.28} quer por intermédio de contratos OTC (*over-the-counter*, contratos bilaterais entre diferentes participantes no mercado), quer por intermédio de um qualquer dos três operadores de mercado existentes (UK PX – *UK Power Exchange*, UK APX – *UK Automated Power Exchange* e UK IPE – *UK International Petroleum Exchange*).

Contrariamente ao UK IPE que cessou a sua actividade de comercialização de contratos de opções e futuros de electricidade em Março de 2002, o UK PX e o UK APX encontram-se actualmente a transaccionar significativos volumes de electricidade nos mercados de curto-prazo. Actualmente, as transacções de curto-prazo são maioritariamente efectuadas por intermédio de contratos OTC.

Os contratos de meia hora do UK PX^{3.29} tiveram início a 25 de Março de 2001. Estes contratos são transaccionados em quantidades de 0,5 MW.h, desde o início do dia até ao instante de *Gate Closure*. Para os contratos de quatro horas, o UK APX abre a negociação EFA (*Electricity Forward Agreements*)^{3.30} com cinco dias de antecedência e encerra 30 minutos antes do *Gate Closure* para o bloco horário mais próximo do instante de fornecimento.

^{3.28} Entende-se aqui por contratos *spot* todos aqueles contratos cuja transacção se efectua próxima do instante de produção/consumo a que respeitam.

^{3.29} No UK PX existem apenas contratos de meia hora. No UK APX para além destes encontram-se ainda disponíveis blocos do tipo EFA.

^{3.30} Um contrato EFA (*Electricity Forward Agreements*) funciona da mesma forma que um contrato CFD porém, neste caso, a liquidação semanal é efectuada com base no preço médio do *pool*. A principal diferença entre os contratos EFA e CFD reside no facto de que o contrato EFA constitui um contrato *standard* comercializado por intermédio de um agente (OFFER, 1998).

Tanto as plataformas de comercialização *online*^{3.31} como os operadores de mercado oferecem aos agentes uma maior quantidade de produtos tornando, simultaneamente, mais transparente a divulgação de preços em tempo real. A *internet* permite também que pequenos agentes acedam ao mercado com maior facilidade.

3.2.4.2. Mercado de ajustes

Contrariamente ao *pool* onde a NGC de forma centralizada despachava toda a produção, com os novos mecanismos de mercado os produtores são auto-despachados encontrando-se sujeitos a preços de ajuste se as suas produções não coincidirem com as posições contratualmente assumidas. A participação neste mercado é voluntária e como tal nenhum desses agentes de mercado é obrigado a apresentar propostas de compra ou venda de electricidade.

O mercado de ajustes permite ao Operador do Sistema ajustar, em tempo real, os desequilíbrios entre produção e carga, bem como adquirir serviços de sistema para garantia da segurança do sistema de transmissão. Estes últimos poderão também ser adquiridos por intermédio de contratos de futuros ou de curto-prazo (BSCC – *Balancing Services Contract Costs*)^{3.32}.

Uma vez decididos os níveis aos quais produtores e comercializadores pretendem operar, ser-lhes-á exigido, de acordo com o *Grid Code*, que comuniquem ao Operador do Sistema as suas intenções de operação através da submissão de notificações físicas iniciais (*Initial Physical Notifications – IPN*) e finais (*Final Physical Notifications – FPN*).

As IPN, relativas aos níveis de operação diários previstos deverão ser submetidas até às 11H00 do dia anterior à transacção. As FPN, relativas aos níveis de operação previstos para cada meia hora do período de programação, deverão ser submetidas até ao instante de *Gate Closure*.

Aquando da submissão das notificações anteriormente mencionadas, referentes aos níveis de operação previstos, os produtores e comercializadores poderão também, se assim o pretenderem, indicar as suas intenções de desvio face aos níveis de operação previstos. Para efeitos de pagamento, os produtores poderão pretender aumentar ou diminuir a produção das suas unidades e os comercializadores poderão pôr em prática mecanismos que permitam aos seus consumidores aumentar ou diminuir a carga e determinar os preços pelos quais estarão dispostos a participar. O processo envolvido no cálculo e definição desses volumes de energia eléctrica é denominado de *Imbalance Settlement*.

Os seus preços são definidos de acordo com o BSC^{3.33} (*Balancing and Settlement Code*) para assim reflectirem os custos de desequilíbrio do sistema a serem resolvidos a curto-prazo pelo Operador do Sistema. A posição de todos os agentes subscritores do BSC é continuamente monitorizada de forma a determinar desequilíbrios das produções/consumos face às posições contratuais assumidas. O preço pago pelos participantes devido a desequilíbrios varia dependendo do facto destes se encontrarem acima ou abaixo dos valores assumidos nos respectivos contratos.

^{3.31} A *Enron online* e a *Spectron Live* foram as primeiras plataformas de comercialização *online* do mercado de electricidade de I&G.

^{3.32} Os custos destes contratos são o preço pago aos fornecedores dos serviços de sistema (reserva, resposta em frequência, resolução de congestionamentos, *black start*, potência reactiva e perdas de transmissão), excluindo os custos do mercado de ajustes. Os maiores componentes dos BSCC são os custos dos contratos de futuros e reserva.

^{3.33} O BSC define os mecanismos utilizados pela NGC no equilíbrio do sistema e os processos envolvidos no *imbalance energy*, definidos, de forma grosseira, como a diferença entre as posições contratuais notificadas e as posições físicas dos participantes (OFFGEM 2001).

De uma forma geral, se os produtores produzirem mais, ou os consumidores consumirem menos que o declarado nas suas respectivas FPN's, então o volume de ajuste será vendido pela NGC ao SSP (valor este inferior ao que receberiam se tivessem resolvido o seu desequilíbrio nos mercados de futuros) em tempo real e em cada período de despacho (meia em meia-hora) no mercado de ajustes.

Pelo contrário, se os produtores produzirem menos que o declarado ou os consumidores consumirem mais, a NGC tentará eliminar o desequilíbrio comprando a energia no mercado de ajustes ao SBP (Bower, 2002). Estes diferentes preços reflectem os custos adicionais em que o Operador de Sistema incorre ao notificar produtores, comercializadores e consumidores para variarem as suas produções ou consumos em tempo real.

Os custos dos contratos de futuros ou de curto-prazo utilizados pelo Operador de Sistema na gestão do sistema são também incluídos no cálculo destes preços e recuperados pelos agentes de mercado subscritores do BSC com base nos seus consumos/produções monitorizados. Como se poderá verificar, neste novo modelo de mercado não existem pagamentos por disponibilidade a produtores não despachados (Bower, 2002). Este procedimento revelou-se substancialmente positivo nos primeiros meses de operação do NETA, mas gradualmente tornou-se negativo na medida em que os produtores deliberadamente omitiam capacidade ao mercado, encontrando-se no entanto prontos a entrar em funcionamento se algum produtor declarado no FPN falhasse. Por sua vez, os comercializadores deliberadamente sobre-contratavam no mercado de futuros. Em ambos os casos, estas estratégias foram adoptadas de forma a evitar o pagamento do SBP.

O mercado de ajustes tem operado de acordo com o esperado quer em termos de volume de energia transaccionada quer em termos de preços. Até finais de Agosto de 2001 apenas uma pequena percentagem da totalidade de energia transaccionada, cerca de 3%, havia sido efectuada por intermédio deste mercado. Também como seria de esperar, os preços neste mercado têm sido voláteis, uma vez que a produção e a carga são ajustadas por intermédio de notificações e, em parte, porque os volumes de propostas de compra e venda aceites no mercado têm sido reduzidos. A figura 3.14 ilustra a evolução dos preços de venda (SSP - *System Sell Price*) e compra do sistema (SBP - *System Buy Price*).

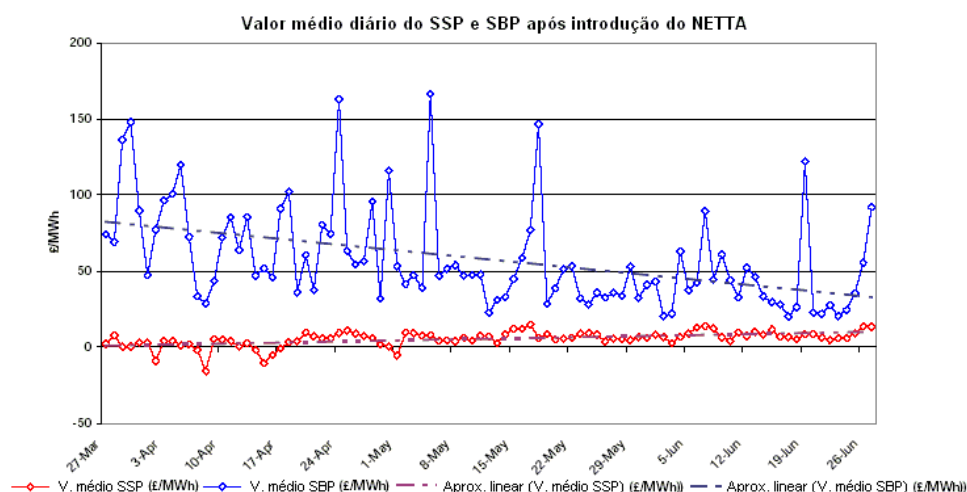


Figura 3.14: Preços médios do SSP e SBP desde o instante inicial de funcionamento do NETA (fonte: OFGEM, 2001a).

A NGC por sua vez, na qualidade de Operador de Sistema, é confrontada com incentivos comerciais para gerir os custos totais de operação do sistema em benefício dos consumidores. Sob estes incentivos, são definidos objectivos de custos de operação do sistema. Se a NGC atingir esses objectivos,

arrecadará uma parcela dos proveitos (sujeito a um limite). Pelo contrário, se os custos excederem esse objectivo, a NGC deverá pagar uma parcela dos proveitos arrecadados (novamente sujeito a um limite).

3.2.4.3. Mecanismos de controlo flexíveis

Durante os onze anos de funcionamento do *pool*, a maioria das reformas esperadas foram bloqueadas pela sua estrutura de controlo. Na concepção deste novo sistema foi reconhecido que as regras que controlam o mercado de ajustes e o processo de liquidação, BSC, teriam de ser suficientemente flexíveis para que pudessem evoluir em função da experiência de implementação e desenvolvimento do NETA. Estas regras procuram assegurar a eficiência do Operador de Sistema na gestão do sistema, ao mesmo tempo que encorajam produtores e comercializadores a contratar em mercados de futuros.

O referido processo de modificação do BSC, para além de permitir uma maior participação de todas as partes interessadas, determina e condiciona também a posição do regulador. Este não pode iniciar modificações (as propostas de modificação ao BSC podem ser elaboradas por um qualquer subscritor do BSC, *energywatch*^{3.34} ou, em situações específicas, pelos seus consultores^{3.35}), porém deverá avaliar todas as propostas mediante critérios previamente definidos.

A título de exemplo refira-se que nos primeiros três meses de operação deste novo mercado os participantes submeteram um total de 28 propostas de modificação do BSC. Nesse mesmo período, um total de sete alterações foram efectivamente realizadas.

3.2.4.4. Preços do mercado de electricidade

No período que antecedeu a introdução deste novo conjunto de mercados verificou-se uma redução significativa de preços. Estas reduções foram em parte o resultado de uma maior capacidade de produção disponível no sistema (entre 1998 e 2001, a capacidade instalada aumentou de 62,4 para 68,2 GW enquanto que a ponta da carga em igual período aumentou apenas 1,8%). Porém, a referida redução de preços reflecte também a antecipação dos comercializadores aos efeitos da introdução do NETA e os potenciais benefícios que esses novos procedimentos poderiam trazer. Esta tendência poderá ser visualizada na figura 3.15, a qual ilustra também o impacto do anúncio de adiamento de implementação do NETA.

^{3.34} O *energywatch* é um conjunto de representantes dos consumidores de energia Britânicos que substitui o *Gas Consumers Council* e o *Electricity Consumers Committees* desde 1 de Novembro de 2000.

^{3.35} Conjunto de representantes definido pelo BSC, responsável pela supervisão global dos novos mecanismos de comercialização (NETA), incluindo a supervisão do processo pelo qual qualquer alteração ao BSC é proposta e promulgada. Em Agosto de 2000 foi também criada a *ELEXON* (*The Balancing and Settlement Code Company* - organização sem fins lucrativos e não subsidiada pela NGC - os seus proveitos resultam de uma taxa paga por todos os subscritores do BSC). A *ELEXON* é responsável por assegurar a implementação efectiva, eficiente e apropriada do BSC, isto é, efectua a gestão e a operação dos serviços e sistemas que controlam o mercado de ajustes apoiando os consultores do BSC no desenvolvimento, alteração e implementação do BSC. O BSC inclui: os requisitos dos sistemas de medidas necessários à monitorização das importações e exportações de electricidade do sistema; os mecanismos de recolha e concentração das medidas; os procedimentos de caracterização da carga dos consumidores, medidas estimadas e sua comparação; os requisitos de notificação bilateral das posições contratuais; necessidades de créditos; os requisitos dos sistemas de comunicação de suporte à partilha de informações entre ambas as partes contratuais (a NGC na qualidade de *Transmission Licensee* e outros agentes do BSC); os mecanismos de submissão das propostas de compra e venda de energia eléctrica no mercado de ajustes; o cálculo dos volumes de desequilíbrio e os seus respectivos preços; medidas de gestão genéricas do BSC (OFGEM, 2001b).

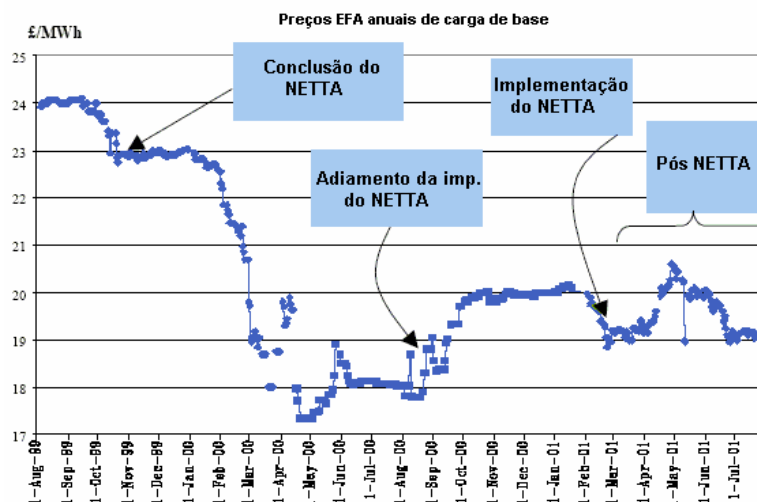


Figura 3.15: Preços no mercado de electricidade de I&G e efeito do adiamento da implementação do NETA (fonte: OFGEM, 2001a)).

A tendência de redução dos preços continuou com a introdução do NETA. É contudo difícil efectuar comparações anuais de preços na medida em que os termos contratuais do mercado se alteraram. A electricidade é agora transaccionada num ponto de ajuste imaginário e os produtores pagam uma parcela dos custos de operação do sistema. Estas alterações não fizeram aumentar o preço global de electricidade nos consumidores mas, em vez disso, transferiram os custos anteriormente suportados pelos comercializadores para os produtores.

Os preços de alguns contratos futuros aumentaram ligeiramente, em parte devido ao término de alguns contratos, à volatilidade inicial dos preços do mercado de ajustes e às diferenças dos preços SSP e SBP.

3.2.5. Sistema eléctrico escocês

Em Março de 1998 foi publicado o *White Paper* definindo a forma como o sector eléctrico seria privatizado. O modelo proposto foi significativamente diferente do adoptado em I&G, na medida em que:

- duas empresas regionais verticalmente integradas, *ScottishPower* (SP) e a *Scottish Hydro-Electric* (esta última foi posteriormente agrupada à *Southern Electricity* dando origem à *Scottish & Southern Energy* – SSE (OFGEM, 2001b)) detinham interesses nas actividades de produção, transmissão, distribuição e comercialização;
- a produção das duas grandes centrais nucleares se encontravam sob o controlo das duas empresas anteriormente citadas por intermédio de contratos;
- existia apenas um produtor independente de grandes dimensões, *British Nuclear Fuels Limited* (BNFL), o qual vendia toda a sua produção ao mercado de I&G por intermédio de um contrato de longo-prazo;
- existiam dois sistemas de transmissão separados e geridos pela SPT (*ScottishPower Transmission Limited*) e pela SHETL (*Scottish Hydro-Electric Transmission Limited*).

Na verdade, o modelo implementado na Escócia reflectia um conjunto de factores, tais como a abundância e diversidade de centrais, a capacidade limitada da interligação entre a Inglaterra e a Escócia, o impacto de uma densidade populacional relativamente reduzida, particularmente no Norte da Escócia, traduzindo-se num elevado custo de transmissão per capita e a existência de produção

hidroeléctrica pouco onerosa e abundante na região (OFGEM, 2001b). Como resultado da estrutura de mercado adoptada verificou-se que:

- na Escócia, o regulador (OFGEM) administrava os preços (os preços do mercado e do mercado de ajustes eram indexados ao preço do *pool* de I&G) uma vez que o mercado se encontra subdesenvolvido e oferecia reduzidas alternativas tanto aos consumidores domésticos como industriais;
- face aos mecanismos de mercado existentes os produtores independentes tiveram extrema dificuldade em aceder à rede para dessa forma venderem energia no mercado de I&G. Este procedimento retardou a competição e criou barreiras ao desenvolvimento das energias renováveis;
- no que respeita à competição na actividade de comercialização, apenas uma pequena parcela de consumidores escoceses optou por escolher um outro comercializador. Porém, também este mercado alternativo era essencialmente dominado por um único comercializador independente (cerca de 75% dos consumidores que optaram por outro comercializador eram fornecidos pela *British Gas Trading*). As parcelas de mercado da *Scottish & Southern Energy* e da *ScottishPower* nas suas respectivas áreas eram de 83 e 72%, respectivamente. Em média, estas duas empresas definiam as suas tarifas domésticas a níveis próximos dos regulados (OFGEM, 2001b).

Na opinião do OFGEM (2001b), as circunstâncias que conduziram à estrutura inicial do mercado na Escócia alteraram-se significativamente desde a privatização. Por um lado, o excesso de produção face à carga (isto é, a carga natural escocesa mais as importações) foi dramaticamente reduzido e continuará a decair num futuro próximo como resultado do reforço de capacidade das interligações Escócia - I&G e I&G - Norte da Irlanda^{3.36} e, por outro lado, porque os contratos realizados aquando da privatização terminaram, nomeadamente o acordo referente à energia produzida via nuclear a 31 de Março de 2005, sob o qual toda a energia da *British Energy* era vendida à *ScottishPower* e à *Scottish & Southern Energy*.

Na opinião do regulador (2001b), todos estes factores evidenciaram a necessidade de realização de uma reforma no sector eléctrico escocês. Também na sua opinião, e independentemente de outros modelos de reforma passíveis de implementação, um modelo baseado nos mecanismos do NETA e do CUSC (*Connection and Use of System Code*) de I&G poderá resultar em menores custos e tempos de implementação beneficiando da experiência adquirida pelos participantes no mercado de I&G.

^{3.36} Existem actualmente quatro interligações na Grã-Bretanha (OFGEM/DTI, 2005):

- a interligação *Anglo-French*, a qual interliga França e I&G com uma capacidade de 2000 MW (270 kV dc);
- a interligação *Manx*, a qual interliga a ilha de Man e I&G com uma capacidade de 40 MW (33 kV ac);
- a interligação *England-Scotland*, a qual interliga a Escócia a I&G. Aquando da privatização do sector eléctrico em 1990 esta possuía uma capacidade 850 MW. Porém, em 1993 esta capacidade era já de 1600 MW (de salientar no entanto que as restrições existentes têm limitado a capacidade média anual a cerca de 1450 MW). Após conclusão do reforço do circuito *Yorkshire*, a capacidade desta interligação será de 2200 MW. Encontra-se ainda em estudo a possibilidade de um terceiro reforço para 2500 MW (OFGEM, 1999, 2001);
- a interligação *Moyle* (concluída em Janeiro de 2002), a qual interliga a Escócia ao Norte da Irlanda com uma capacidade de 500 MW (porém limitado a 450 MW devido às restrições do sistema eléctrico escocês) (OFGEM/DTI, 2005). Encontra-se ainda em estudo o aumento da capacidade de interligação para os 2650 MW.

O efeito combinado das novas interligações e dos reforços de capacidade das interligações já existentes será a redução da reserva do sistema eléctrico Escocês (47% em 1990/91 para 17% em 2003/2004), ao passo que o sistema eléctrico de I&G sentirá um processo inverso embora numa menor escala (23% em 1990/91 para 28% em 2003/2004), ficando este diferente impacto a dever-se essencialmente às diferentes dimensões dos respectivos sistemas eléctricos (a título de exemplo refira-se que em 1990/91 a potência de ponta do sistema eléctrico Escocês era de 9,766 MW, ao passo que em igual período a ponta em I&G foi de 59,1 MW).

3.2.6. British Electricity Trading and Transmission Arrangements – BETTA

BETTA consiste na introdução de um mercado de electricidade comum a toda a Grã-Bretanha (GB) utilizando, sempre que possível, os mecanismos de comercialização existentes em I&G sob o domínio do NETA. O BETTA é na sua essência considerado um aperfeiçoamento do NETA na medida em que se baseia nas suas principais características englobando um maior número de participantes. Para alcançar esse objectivo, o BETTA apresenta como principais características (OFGEM/DTI, 2005):

- a introdução de um conjunto comum de regras de comercialização, mecanismos de ajuste e processos de liquidação para toda a GB, baseados nos mecanismos e processos do NETA (existentes aquando da implementação do BETTA);
- a introdução de um único conjunto de regras de acesso às redes e uso do sistema de transmissão, bem como a criação de uma única metodologia tarifária correspondente (também esta baseada na metodologia existente no NETA aquando da implementação do BETTA);
- a introdução de um mercado de ajustes independente através da criação de um único Operador de Sistema para toda a GB, o qual deverá ser separado das actividades de produção e/ou comercialização;
- a criação de um só documento que indique as características técnicas associadas ao acesso às redes e ao uso do sistema de transmissão em toda a GB (este documento deverá ser parte constituinte do código de rede da GB - *GB Grid Code*);
- a eliminação dos contratos de interligação existentes entre I&G e a Escócia.

Apesar de ter sido inicialmente definido como data de implementação o dia 1 de Abril de 2004, o seu início apenas ocorreu a 1 de Abril de 2005. Como principais razões apontadas para este adiamento encontram-se os atrasos verificados no trabalho legislativo desenvolvido.

O facto dos comercializadores escoceses poderem adquirir energia num mercado de maiores dimensões, mais transparente e competitivo, traduzir-se-á em benefícios directos para os consumidores escoceses. Também os produtores terão a oportunidade de participar em todo o mercado de electricidade da GB vendendo energia aos comercializadores sem que, para isso, tenham necessidade de realizar complexos contratos de utilização da interligação Escócia-I&G. Para os participantes no mercado de I&G (o qual inclui os principais participantes do mercado escocês), a natureza dos mecanismos de comercialização não variará significativamente, na medida em que esse novo mercado se baseia nas regras de comercialização do NETA. Apesar das reduzidas alterações que ocorrerão no seu modo funcional, existirão alterações significativas na liberdade segundo a qual a comercialização se processará no mercado da GB. Os consumidores de I&G esperam assim beneficiar do aumento de competição introduzido pelos produtores da Escócia, enquanto os produtores de I&G esperam ter um acesso mais directo aos comercializadores escoceses.

3.2.6.1. Acesso às redes de transmissão

Juntamente com a introdução de um conjunto de regras de comercialização comuns é também proposto no âmbito do BETTA a introdução de um conjunto comum de regras de acesso às redes. É proposto que estas regras se baseiem nas já existentes no mercado de I&G. Para que isto seja alcançado será necessário:

- a introdução de um único GB CUSC^{3.37} (*GB Connection and Use of System Code*), para harmonização dos mecanismos contratuais de acesso e utilização da rede de transmissão da GB e a definição de um modelo de gestão comum dessas mesmas regras;
- a introdução de um único conjunto de regras de acesso às redes e uso do sistema de transmissão, bem como a criação de uma única metodologia tarifária correspondente^{3.38};
- a alteração do tratamento de acesso à interligação entre a Escócia e I&G para que esta possa ser tratada como uma infra-estrutura comum da rede de transmissão sujeita a tarifas reguladas. Também neste âmbito, o BETTA propõe um único conjunto de metodologias de determinação das tarifas por uso da rede de transmissão aplicáveis de forma consistente em toda a GB;
- mecanismos comuns de gestão técnica, possivelmente através da introdução de um *British Grid Code* em conjunto com a intenção de adopção de um *British Distribution Code* numa fase posterior à introdução do BETTA;
- a introdução de um conjunto de regras comuns no âmbito da segurança de abastecimento e qualidade de serviço.

3.2.6.2. Operadores de Sistema e das redes de transmissão

A criação de um único Operador de Sistema para toda a GB sob o BETTA não considera qualquer alienação de activos de transmissão dos actuais concessionários das redes de transporte. Isto significa que a introdução do BETTA requer a consideração da apropriada divisão de responsabilidades das actuais funções de transmissão entre o Operador de Sistema e os concessionários das redes de transporte. Neste intuito, o modelo proposto baseia-se nas seguintes regras (OFGEM, 2001b; OFGEM/DTI, 2005):

- o Operador de Sistema da GB será responsável pelas actividades associadas à operação do mercado de ajustes, incluindo a realização de contratos de fornecimento deste tipo de serviços e respectivo despacho de produção. Será também responsável pelo planeamento das interrupções, identificação das restrições do sistema, controlo de tensão, configurações de rede e pela gestão dos activos de transmissão em conjunto com os Operadores das Redes de Transmissão;
- os operadores das redes de transmissão (NGC em I&G e a SPT e a SHETL na Escócia) serão responsáveis pela gestão dos activos de transmissão, incluindo investimentos relacionados ou não com a carga e pelo controlo do acesso e utilização do sistema de transmissão.

^{3.37} Em 18 de Setembro de 2001 o MCUSA (*Master Connection and Use of System Agreement*) foi substituído pelo CUSC. O CUSC introduziu mecanismos de gestão mais flexíveis que facilitaram a introdução de novos mecanismos de acesso às redes para assim permitir que todos os benefícios do NETA fossem alcançados. O CUSC define os termos contratuais aplicáveis entre a NGC e outros quaisquer participantes ligados aos sistema de transmissão da NGC. Ele define também os processos de formação de preços de alguns serviços de sistema requeridos pela NGC fora do mercado de ajustes e as regras de ligação e de utilização das interligações. Dado o carácter genérico do CUSC, os detalhes contratuais afectos a cada participante são definidos por intermédio de acordos bilaterais entre a NGC e esses respectivos participantes interligados ao sistema (OFGEM, 2001b).

^{3.38} No âmbito do BETTA o Ofgem e o DTI têm concedido especial atenção ao problema relacionado com as tarifas reguladas de transmissão aplicáveis aos pequenos produtores escoceses. Na verdade, as linhas a 132 kV são consideradas parte integrante da rede de transporte na Escócia, ao passo que em I&G estas são parte integrante da rede de distribuição. Esta diferente estrutura dos sistemas de distribuição e transporte conduz a situações desvantajosas para os pequenos produtores escoceses ligados a estas redes face a produtores homólogos de I&G, na medida em que sob esta consideração apenas os produtores da Escócia pagariam as tarifas reguladas de transmissão. Como forma de resolução deste problema, a 1 de Setembro de 2004 foi aprovada uma nova SLC - *Standard Licence Condition* - (ajustamentos para a utilização do sistema tarifário – pequenos produtores – SLC 13), a qual define uma condição tarifária temporária de desconto (25% da totalidade das tarifas TNUoS – *Transmission Network Use of System*) aplicável até 31 de Março de 2008 (OFGEM, 2001b).

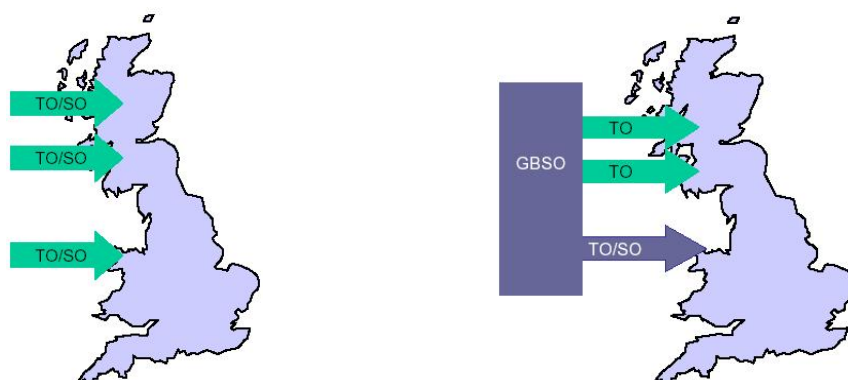


Figura 3.16: Sistema existente aquando do NETA - Integração das funções de System Operator (SO) e Transmission Operator (TO) (à esquerda); Modelo do BETTA - Integração das funções de System Operator e Transmission Operator (TSO) em I&G e separação das funções de System Operator e Transmission Operator na Escócia (à direita).

No âmbito do modelo proposto, a NGC em adição à função de GB System Operator desempenhará as funções de Transmission Operator, isto é, ela desempenhará em I&G as funções de TSO (Transmission and System Operator). Na Escócia as funções de Transmission Operator serão desempenhadas pela ScottishPower Transmission Limited e pela Scottish Hydro-Electric Transmission Limited e as funções de Operador de Sistema serão desempenhadas pela NGC (GB SO).

3.3. Nord Pool

A Noruega a Suécia e a Finlândia operam um mercado *spot* de electricidade comum (*Nord Pool*) desde Junho de 1998. Em 1 de Julho de 1999 algumas empresas de distribuição da península de *Jutland* (oeste da Dinamarca) passaram também a integrar este mercado porém sujeitos a diferentes condições de tratamento (figura 3.17) (Fehr *et al.*, 1998; Dugstad *et al.*, 2003; Carlsson, 1999). As restantes empresas da ilha de *Sjaelland* (este da Dinamarca) apenas integraram o mercado em 2000. Actualmente toda a energia destes países é transaccionada neste mercado (Dugstad *et al.*, 2003).

O *Nord Pool* corresponde a uma extensão da estrutura criada na Noruega em 1971 quando cinco empresas regionais de electricidade verticalmente integradas formaram a *National Power Exchange*^{3.39}. A participação neste mercado encontrava-se porém limitada aos principais produtores. O Operador de Mercado operava todo o mercado permitindo aos participantes ajustar as suas obrigações contratuais de longo-prazo por intermédio da compra e venda de electricidade (Fehr *et al.*, 1998).

^{3.39} Em 1960 foi constituída uma organização - *Nordel* - que permitia a transacção de energia eléctrica entre os maiores produtores de electricidade de cada um destes países (após reestruturação do mercado de electricidade a *Nordel* adaptou-se ao ambiente de mercado separando as actividades de produção e transporte. A *Nordel* é agora uma associação de cooperação entre os diferentes Transmission and System Operators (Nord Pool ASA, 2004a)). O princípio base desta organização era o de que cada país deveria desenvolver uma capacidade de produção tal que lhe permitisse ser auto-suficiente. Desta forma os investimentos nas interligações justificavam-se não pelo volume de transacções transfronteiriças, mas sim pela previsível redução de encargos resultante da comunhão de capacidade de produção. Existia partilha de informação a respeito dos custos marginais de produção. As transacções ocorriam sempre que se verificassem diferenças entre esses preços, sendo o preço médio desses dois custos marginais o preço da electricidade transaccionada. Na opinião de Carlsson (1999), a estrutura do sector eléctrico nórdico baseada em custos de operação conduziu a um sobre-investimento no sector, investimento esse nunca recuperado. Porém, uma vez que o sistema detinha algum grau de concorrência, os participantes no sector nunca enfrentaram problemas significativos de eficiência.

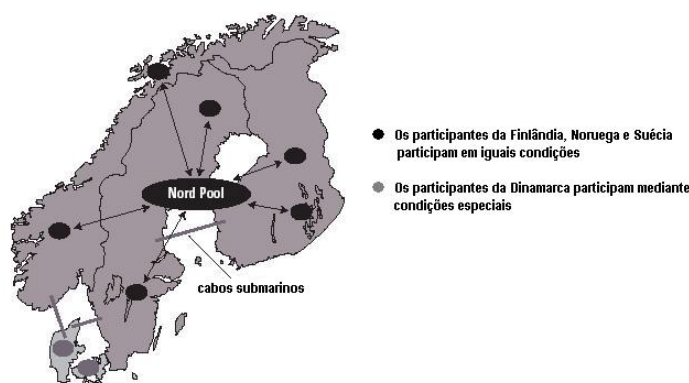


Figura 3.17: O mercado de electricidade Nord Pool em 1999 (fonte: Carlsson, 1999).

Com a implementação do *Energy Act* norueguês em 1990, as actividades de transporte da *Statkraft* foram delegadas à *Statnett Marked AS* (empresa subsidiária da *Statnett SF* – concessionária da rede de transporte) passando esta última a ser também proprietária e responsável pela operação do *pool*. As restrições de participação no *pool* foram retiradas permitindo assim a entrada de um vasto conjunto de novos participantes, incluindo pequenos produtores, comercializadores e grandes consumidores. O *pool* permitia também a participação de agentes externos sob condições especiais.

Em 1 de Janeiro de 1996, na sequência da reestruturação do sector eléctrico da Suécia (essencialmente motivada pelo descontentamento das empresas de distribuição privadas que se viam forçadas a pagar elevadas tarifas de uso da rede de transporte - sob o controlo da *Vattenfall's* -, bem como dos consumidores e dos pequenos produtores face ao difícil acesso ao mercado de energia (Carlsson, 1999)), foi constituído um *pool* comum a estes dois países, o qual era gerido pela *Statnett SF* (empresa estatal norueguesa) e pela *Svenska Kraftnät* (empresa estatal concessionária da rede de transporte da Suécia)^{3.40}.

Foi também concedido aos participantes suecos livre acesso ao *pool* (a elegibilidade dos pequenos consumidores apenas seria alcançada em 1999 (Dugstad *et al.*, 2003)), passando este a designar-se *Nord Pool ASA* (Fehr *et al.*, 1998). Em Março de 1996 este mercado contava já com 96 participantes noruegueses e 21 suecos.

A Finlândia introduziu nova legislação em 1995 (altura em que foi também criada a entidade reguladora do sector eléctrico - *Electricity Market Authority*^{3.41}). Nessa altura a *IVO* (empresa estatal que operava a rede de transporte) havia já separado a sua actividade de rede para uma empresa distinta, a *IVS*. Porém, a maior parte da capacidade de produção era propriedade da *Finnish*, a qual havia também desenvolvido uma empresa proprietária de activos de rede, a *TVS*, para interligar as suas áreas de produção e distribuição. Por este motivo, em 1997 foi criada a *Fingrid*, a qual passaria a constituir a única empresa proprietária da rede de transporte da Finlândia e a desempenhar as funções de Operador de Sistema (Carlsson, 1999). Em 1998 foi modificada a legislação introduzida em 1995 alargando a elegibilidade a todos os consumidores (medida no entanto que só se viria a concretizar na prática em 1999).

^{3.40} O grupo *Nord Pool* compreende hoje quatro empresas distintas: *Nord Pool Spot AS*; *Nord Pool Financial Market*; *Nord Pool Clearing ASA*; *Nord Pool Consulting AS*. A *Nord Pool Spot AS* (cuja propriedade se distribui pela *Nord Pool ASA* - 20% - e pelos TSO's nórdicos - *Svenska Kraftnät* 20%, *Fingrid* 20%, *Statnett* 20%, *Eltra* 20% e *Elkraft System* 20%) é responsável pelo mercado de contratos bilaterais físicos. A *Nord Pool Financial Market* (propriedade da *Nord Pool ASA*) é responsável pelo mercado financeiro de derivados. A *Nord Pool Clearing ASA* (propriedade da *Nord Pool ASA*) é responsável pela liquidação dos contratos de derivados financeiros. A *Nord Pool Consulting AS* (propriedade da *Nord Pool ASA*) é uma empresa de consultadoria especializada no desenvolvimento dos mercados de energia em todo o mundo. Por sua vez, a *Nord Pool ASA* é hoje uma empresa cuja propriedade se reparte em iguais fracções de 50% entre a *Svenska Kraftnät* e a *Statnett*.

^{3.41} Em 2000 esta entidade reguladora do sector eléctrico foi também nomeada entidade reguladora do sector do gás passando a designar-se *Energy Market Authority*.

Na Dinamarca a reforma processou-se mais paulatinamente devido à diferente estrutura do sector, o qual possuía dois grupos não interligados em propriedade dos municípios (de forma integral ou cooperada), cada um dos quais com o monopólio da respectiva área. De facto, por questões geográficas, a rede na Dinamarca encontrava-se dividida essencialmente em duas áreas distintas: uma na península de *Jutland* e a outra na ilha de *Sjaelland*. Em cada uma destas áreas as empresas de produção e distribuição constituíram mecanismos especiais de organização como forma de gestão das redes de transporte e de coordenação de operação. A nova legislação introduzida em 1996 abriu o acesso às redes a terceiros, permitindo assim a entrada dos grandes consumidores, dos distribuidores e dos produtores no mercado (Carlsson, 1999). Em 1999/2000, a Dinamarca aliou-se a este mercado de electricidade comum, porém a elegibilidade total dos seus consumidores apenas foi alcançada em 2003 (Dugstad *et al.*, 2003).

Uma importante condição associada à introdução do mercado comum de electricidade nos países nórdicos foi a remoção das tarifas baseadas em distâncias e em contratos e a introdução de tarifas baseadas em pontos de ligação. Isto significa que o consumidor ou o produtor é incapaz de beneficiar da distância geográfica que o separa do seu parceiro económico aquando do cálculo do custo de transmissão de energia. A 1 de Março de 2002 foram removidas todas as tarifas transfronteiriças de interligação entre estes países nórdicos (Granli *et al.*, 2002).

3.3.1. A actividade de produção

As diferentes formas predominantes de produção de energia eléctrica em cada um destes países constituem a principal razão de cooperação histórica existente entre eles. Na verdade, esta diferente constituição dos sectores de produção tornou a actividade de transacção de electricidade entre os diferentes países economicamente atractiva reduzindo, simultaneamente, a volatilidade típica dos sistemas baseados em produção hidroeléctrica (Carlsson, 1999).

Na Noruega 99% da capacidade de produção instalada é hidroeléctrica, sendo a restante capacidade essencialmente termoeléctrica a gás ou fuelóleo. Na Suécia, aproximadamente 40% da totalidade da capacidade instalada é também hidroeléctrica^{3.42}. A energia nuclear^{3.43} constitui a segunda maior parcela de capacidade de produção com aproximadamente 50%. À excepção da pequena capacidade de produção renovável, o gás e o fuelóleo constituem a restante capacidade termoeléctrica de produção. Consequentemente, mais de 85% da capacidade de produção da Suécia e da Noruega é de origem hidroeléctrica ou nuclear, tecnologias com custos marginais de produção bastante reduzidos.

^{3.42} Contrariamente ao sistema hidroeléctrico norueguês que dispõe de uma capacidade de armazenamento de cerca de 80 TW.h (a produção hidroeléctrica anual é de aproximadamente 120 TW.h) suficiente para suprir as necessidades energéticas dos anos mais secos, a capacidade de armazenamento hidroeléctrica da Suécia esgota-se nas estações secas (meses de Inverno).

^{3.43} Na sequência de longos anos de debate político a respeito da desactivação das centrais de produção nucleares, em 10 de Junho de 1997 o parlamento Sueco aprovou a proposta 1996/97:84 intitulada “*abastecimento sustentável de energia*”. Este programa energético assentava essencialmente num forte investimento no sector energético no decorrer dos sete anos seguintes e na desactivação de dois reactores nucleares. Segundo as linhas definidas pelo governo, o primeiro reactor nuclear da central *Barsebäck* deveria ser retirado de serviço a 1 de Julho de 1998 e o segundo a 1 de Julho de 2001. Porém, uma das condições impostas para a desactivação do segundo reactor era de que a perda de capacidade de produção deveria ser compensada pela introdução de novas unidades de produção e pela redução do consumo de energia eléctrica. Este programa (resultado do referendo realizado em 1980) previa também a desactivação de todos os restantes reactores nucleares até ao ano de 2010. Não obstante, as crescentes preocupações no que respeita à segurança de abastecimento em conjunto com questões de foro ambiental levaram a que posteriormente o parlamento Sueco retirasse do seu programa a referida data, adiando assim a desactivação dessa unidade de produção (Lagerstedt *et al.*, 1998). Com vista à execução desta sua intenção, em Março de 2002 o governo sueco propôs uma nova linha de acção, a qual se encontra ainda em estado de desenvolvimento.

Uma importante característica deste mercado reside no facto de que uma grande parte da capacidade de produção é total ou parcialmente propriedade do estado. Quando em 1990 o *Energy Act* reestruturou o sector eléctrico norueguês foi criada a *Statkraft SF* como uma empresa estatal proprietária da rede de transporte e de um conjunto vasto de unidades de produção, a qual desempenharia as funções de Operador de Sistema. Esta empresa é proprietária de 40% da capacidade hidroeléctrica da Noruega, produzindo aproximadamente 30% da totalidade da energia consumida.

O segundo maior produtor na Noruega é a *Hydro Energy*, uma empresa subsidiária da *Norsk Hydro* (o maior consumidor industrial da Noruega), a qual produz aproximadamente 10% da totalidade de electricidade produzida no país. Existem muitos outros pequenos produtores responsáveis pelos restantes 60% do consumo de energia eléctrica neste país (Wolak, 1998).

Contrariamente à Noruega, onde existem mais de 200 empresas de produção (a maioria das quais não comercializa no *pool*), na Suécia, mais de 90% da electricidade é gerada por 10 grandes empresas. A *Vattenfall*, a empresa de produção estatal sueca, produz aproximadamente 50% da electricidade consumida no país.

Em ambos os países a maioria dos activos de distribuição são propriedade dos municípios. Na Suécia, alguns dos maiores distribuidores produzem também uma grande parte da electricidade de que necessitam. Na Noruega, aproximadamente 50% das cerca de 200 empresas de distribuição possuem também activos de produção.

A capacidade total de produção do sistema eléctrico nórdico é de cerca de 420 TW.h/ano, sendo que em anos ditos normais a produção se situa em valores próximos dos 360 TW.h (Dugstad *et al.*, 2003; Lagerstedt *et al.*, 1998). Na figura 3.18 podem-se visualizar as principais características da actividade de produção no sistema eléctrico nórdico.

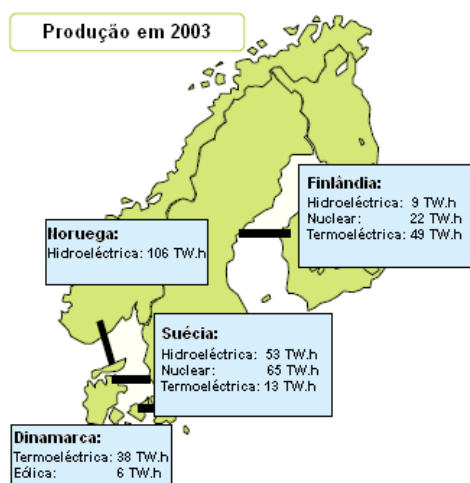


Figura 3.18: Capacidade e tipo de tecnologia de produção de electricidade nos países nórdicos (2003) (fonte: Nord Pool Spot ASA, 2004b).

Numa perspectiva ambiental (níveis de emissões de CO₂, SO₂ e NO_x), o sistema produtor dos países nórdicos encontra-se numa situação significativamente melhor que a média dos restantes sistemas eléctricos da UE.

Os países nórdicos encontram-se interligados por diversas linhas de transporte (ac e dc) sendo que actualmente se encontram em construção inúmeras linhas de interligação com outros países vizinhos da Europa (figura 3.19) (Nordel, 2002).

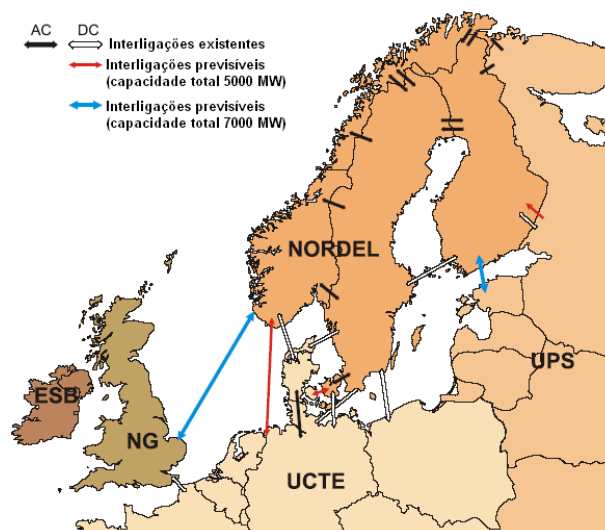


Figura 3.19: Interligações previstas e existentes entre os países nórdicos e entre estes e outros países vizinhos da Europa (fonte: Nordel 2002).

Não obstante, um estudo recentemente realizado pela Nordel (*Nordic Grid Master Plan, 2002*) revela que o sistema eléctrico nórdico exibe uma clara deterioração do seu equilíbrio energético, essencialmente motivado pelo crescimento do consumo de electricidade e pela reduzida entrada de nova capacidade de produção em conjunto com a desactivação de determinadas centrais (figura 3.20). Esta deterioração do equilíbrio energético no sistema eléctrico do Nord Pool aliado à adição de capacidade não despachável, terá como resultado o aumento da interdependência entre esses países, ao mesmo tempo que o sistema no seu todo se tornará mais dependente dos recursos energéticos do continente europeu e da Rússia, isto é, o sistema eléctrico nórdico deixará de ser um sistema exportador para passar a ser um sistema importador. Em particular, a Noruega e a Suécia poderão enfrentar situações de défice energético (essencialmente em anos ditos secos). Segundo esse mesmo trabalho, a Finlândia encontrar-se-á numa situação de equilíbrio e a Dinamarca permanecerá numa situação de excesso de capacidade de produção (Nordel, 2002).

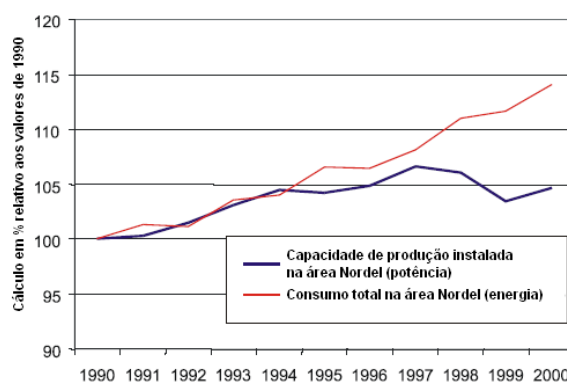


Figura 3.20: Evolução do consumo e da capacidade instalada de produção na área Nordel relativamente aos níveis de 1990 (fonte: Nordel, 2002).

Neste contexto, a capacidade de transmissão do sistema eléctrico nórdico tornar-se-á eventualmente limitada e como tal esses países enfrentarão dificuldades em utilizar plenamente todo o potencial energético da Dinamarca. Numa situação de défice energético isto significará o aumento das transacções de electricidade com países terceiros. Assim sendo, mesmo que as capacidades de transmissão sejam ampliadas, os participantes de mercado experimentarão um aumento do número de congestionamentos (Nordel, 2002).

3.3.2. A estrutura do Nord Pool

O Nord Pool não é um mercado *spot* de participação obrigatória e como tal, tanto os produtores como os consumidores podem voluntariamente decidir a sua participação no *pool*. Como consequência, uma grande parte da energia eléctrica (cerca de dois terços (Wolak, 1998; Lagerstedt *et al.*, 1998)) é transaccionada por intermédio de contratos bilaterais realizados entre produtores e consumidores, funcionando o *pool* como um mercado de pequenas transacções de energia. O Nord Pool é actualmente composto por dois mercados a operar em simultâneo com o mercado de contratos bilaterais. Adicionalmente, existe um mercado financeiro de futuros.

No mercado diário de energia ou mercado *spot* (*Elspot*) as quantidades de energia a serem vendidas são definidas num horizonte temporal diário em blocos horários de quantidades e preços de energia. Devido às diferenças existentes entre o planeamento diário de consumo (efectuado no dia anterior) e o consumo efectivo, os participantes da Suécia, Finlândia e da ilha de *Sjaelland* na Dinamarca poderão ajustar as suas posições contratuais num outro mercado de comercialização mais próximo da hora de operação – o *Elbas*. Como forma de resolução dos desequilíbrios e de garantia da segurança e estabilidade do sistema, os TSO's do sistema eléctrico nórdico (*Statnett* na Noruega, *Svenska Kraftnatt* na Suécia, *Fingrid* na Finlândia, *Elkraft System* na ilha de *Sjaelland* da Dinamarca e *Eltra* na península de *Jutland* no oeste da Dinamarca) gerem ainda um outro mercado de ajustes em tempo real, o *Regulation Power Market* (RPM). A figura 3.21 ilustra a estrutura do Nord Pool.

O Nord Pool auxilia também os participantes no mercado e facilita o trabalho desenvolvido pelos TSO's ao operar o mercado financeiro, ao proceder à liquidação dos contratos físicos e financeiros e ao disseminar rapidamente informações relativas ao mercado, obtidas por intermédio de um conjunto de elementos que os participantes se encontram obrigados a reportar.

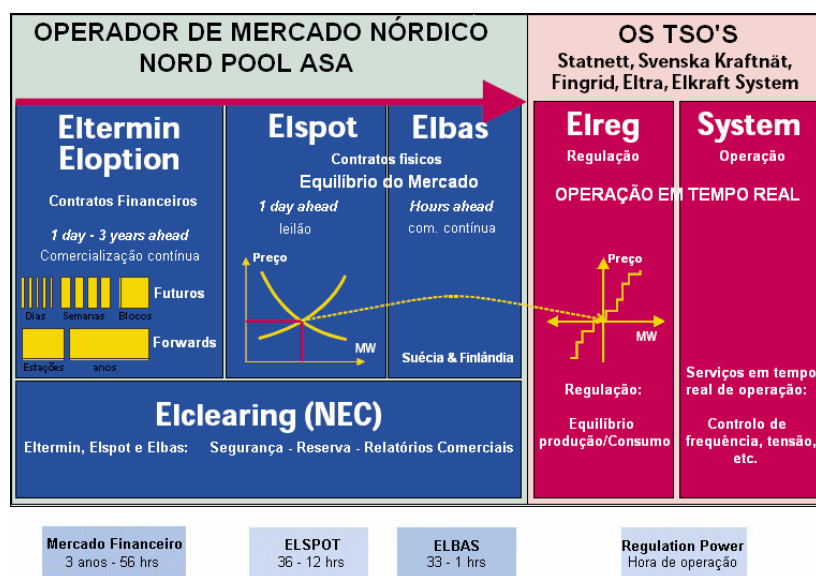


Figura 3.21: A estrutura do Nord Pool (fonte: Nordel 1999).

No sistema nórdico, os congestionamentos de rede são geridos por intermédio de mecanismos de mercado dividindo o mercado de energia em áreas de preços *spot*. São também efectuados ajustes por intermédio de transacções no mercado em tempo real (operado de forma coordenada pelos diferentes TSO's) ou por intermédio de acordos negociados com os produtores (Nord Pool Spot ASA, 2004a).

Neste sistema os proprietários das redes de transporte são responsáveis pelas perdas de energia. As perdas nas redes são tratadas como “consumos de energia” pelos TSO's. Consequentemente, os TSO's compram quantidades equivalentes de energia por intermédio de contratos bilaterais ou por intermédio do Operador de Mercado. Estes custos são posteriormente recuperados por intermédio das tarifas de transmissão (baseados no preço oficial do mercado *Elspot*) ou por intermédio de preços negociados no mercado de contratos bilaterais (Nord Pool Spot ASA, 2004a).

3.3.3. Elspot

O *Elspot* é o mercado de transacções físicas de electricidade do *Nord Pool*. Os participantes no mercado normalmente possuem um portefólio de contratos bilaterais e OTC's (*over-the-counter*) e como tal, para reduzir os custos relacionados com os desequilíbrios, os participantes no mercado utilizam tanto o *Elspot* como o *Elbas* para ajustar as suas posições contratuais em instantes temporais próximos à hora de funcionamento. A maioria destas transacções de energia é porém processada no *Elspot* (Nord Pool Spot ASA, 2004a).

Com base nas várias estratégias e modelos existentes, os participantes no mercado *Elspot* planeiam a forma como a sua produção, os seus direitos e compromissos contratuais serão tratados nas 24 horas seguintes. As compras e vendas no mercado *Elspot* constituem apenas uma parte desse programa. Por exemplo, alguns participantes no mercado *Elspot* enfrentarão um défice de energia e como tal comprarão no mercado. Pelo contrário, outros enfrentarão um excesso e como tal venderão no mercado. A figura 3.23 ilustra este mesmo comportamento dos participantes no mercado diário.

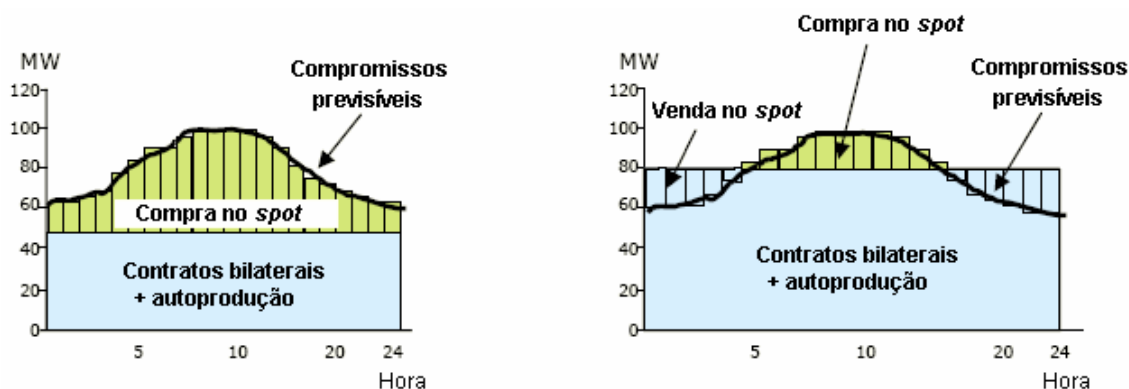


Figura 3.22: Comportamento dos participantes no mercado de electricidade (fonte: Nord Pool Spot ASA, 2004a).

No *Elspot* os produtores submetem as suas propostas para um horizonte temporal diário no dia que antecede a transacção física no mercado. Contudo, uma vez que este mercado opera sobre o mercado de contratos bilaterais, o *Nord Pool* denomina-o “*netto-market*”, na medida em que cada participante deverá estar em perfeito equilíbrio em todas as hora do dia seguinte – as suas obrigações de fornecimento deverão ser iguais à soma da energia obtida por intermédio de produção própria, de contratos bilaterais realizados com outros produtores e do *Elspot*.

Consequentemente, as propostas submetidas pelos participantes neste mercado (de acordo com o plano previamente definido) fornecem a totalidade de energia que será vendida ou comprada em cada hora no *Elspot* ao *market clearing price*.

Existe também uma dimensão geográfica relativa ao processo de definição de preços do *Elspot*. Neste contexto, em todas as quartas-feiras de cada semana, o *Nord Pool* envia aos participantes dois tipos de informação a respeito da forma segundo a qual as propostas deverão ser submetidas para comercialização no *Elspot* na semana subsequente. Esta informação define as áreas geográficas do mercado para as quais os participantes poderão submeter propostas. Estas áreas são determinadas utilizando registos históricos de dados de produção e consumo, capacidades de transmissão e constituição da rede eléctrica. Se for previsível a ocorrência de um qualquer congestionamento entre duas áreas geográficas nessa semana, as áreas de propostas serão desacopladas mediante a sua posição em relação ao respectivo congestionamento. Estas áreas de propostas poderão também alterar-se no decorrer dessa mesma semana devido à ocorrência de congestionamentos imprevistos. No que respeita ao segundo tipo de informação, o *Nord Pool* fornece aos participantes um intervalo de preços, dando informações a respeito dos preços máximos e mínimos que as propostas de cada participante deverão satisfazer em todas as horas da semana seguinte. Este procedimento justifica-se pela necessidade de garantia de um único intervalo de preços em cada área de propostas.

Até às 10H30 do dia anterior ao dia em que a entrega física toma lugar, os TSO's submetem ao Operador de Mercado a informação respeitante à alocação de capacidade aos contratos *Elspot*. Com base nesta informação, os participantes submetem até ao meio-dia desse mesmo dia as suas propostas de compra/venda de electricidade (todas estas propostas deverão ser registadas de forma padronizada - uma por cada área). A proposta indica o número máximo de horas em que é válida (mínimo de uma hora e máximo correspondente ao período de validade previamente definido para essa área). Concluído este processo, o Operador de Mercado inicia o cálculo do *market clearing price*.

Às 13H30 desse mesmo dia, o *Nord Pool*, tendo de conta esta informação, conclui o cálculo do *market clearing price* para cada hora do horizonte de programação diário, começando pela meia-noite e terminando às 23H00 do dia seguinte. O *market clearing price* é determinado pela intersecção das curvas agregadas das propostas de compra e venda de electricidade em todo o sistema eléctrico do *Nord Pool* sem considerar as restrições de transmissão. Se não existirem restrições de rede, então todos os produtores receberão o mesmo preço para a electricidade que produzem. A figura 3.23 ilustra a sequência de actividades diárias no *Elspot*.

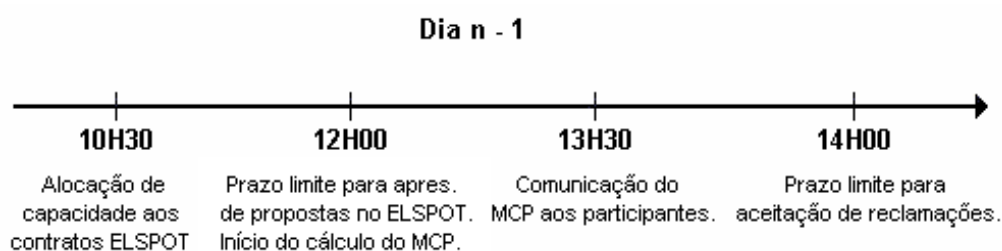


Figura 3.23: Sequência de actividades diárias no *Elspot*.

As áreas *Elspot* poderão tornar-se áreas com preços distintos se o fluxo contratual de energia eléctrica entre elas exceder a capacidade alocada aos contratos *Elspot* pelos TSO's. Quando se desenvolve um congestionamento de rede são criadas duas ou mais áreas de preços e as transacções resultantes entre essas áreas são definidas de acordo com os limites de capacidade respectivos (Nord Pool Spot ASA, 2004a). De facto, o fluxo contratual de electricidade entre duas áreas interligadas corresponde simplesmente à diferença entre a energia eléctrica adquirida e vendida em cada área. Se o fluxo contratual de electricidade numa interligação exceder a capacidade da rede, o preço da energia eléctrica na área em défice aumentará para estimular a produção e reduzir o consumo. Na área com excesso, o preço da electricidade será reduzido para estimular a redução de produção e aumentar o consumo. As áreas de preços são ajustadas até que o fluxo contratual de electricidade iguale a capacidade de

transmissão. Consequentemente, em todos estes casos, o *Elspot* reproduzirá para além do preço marginal do sistema um preço para cada área. Este método de gestão de congestionamentos de rede é denominado de *market splitting* e termina quando todos os congestionamentos se encontrarem eliminados. As áreas de propostas com iguais preços são agregadas em áreas de preços. Os participantes do mercado são posteriormente notificados da existência dessas áreas, bem como dos respectivos preços e horas em que as mesmas são válidas.

A cada participante é comunicada a quantidade de electricidade contratual que deverá adquirir ou vender em cada área de preços durante cada uma dessas horas, bem como a totalidade de energia transaccionada no *Elspot* em cada hora. A programação e o despacho das unidades de produção necessária à satisfação das suas respectivas posições contratuais (assumidas no âmbito dos contratos bilaterais ou do mercado *spot*) são da responsabilidade dessas mesmas unidades de produção.

Qualquer rede de interligação entre áreas distintas corresponde, por definição, a uma restrição. Neste contexto, dois quaisquer participantes, separados por um congestionamento de rede não poderão realizar qualquer tipo de contrato bilateral. Neste intuito, estes participantes apenas poderão realizar entre si contratos financeiros. Esses mesmos participantes transaccionarão energia eléctrica (de acordo com a posição contratual assumida) por intermédio do Operador de Mercado (Nord Pool Spot ASA, 2003).

Com base nos programas de produção e consumo previsíveis, os Operadores de Mercado e de Sistema (TSO's) deverão garantir o equilíbrio entre a produção e carga. Para tal, no decorrer do próprio dia de operação, as alterações finais ao programa de produção poderão ser realizadas utilizando o mercado de ajustes do Operador de Mercado ou os mercados em tempo real dos Operadores de Sistema.

A liquidação financeira dos contratos *Elspot* e dos contratos transaccionados no mercado de ajustes baseia-se nos programas de transacções, independentemente dos volumes monitorizados. A liquidação financeira tem sido historicamente realizada num período de duas a três semanas. Durante a segunda metade do ano 2004 o período de liquidação foi reduzido a menos de uma semana, uma vez que a liquidação diária e os mecanismos de ajustes passaram a ser realizados nas transacções dos mercados *Elspot* e *Elbas* (Nord Pool Spot ASA, 2004a).

Obviamente que as restrições de rede ou outros quaisquer eventos que ocorram poderão afectar as entregas físicas de energia dos respectivos volumes transaccionados no mercado *Elspot*. Para tratar estas eventualidades, os TSO's nórdicos acordaram gerir os desvios negativos e positivos registados face aos programas de operação com os mecanismos financeiros normais de tratamento dos desequilíbrios. Desta forma, contratos *Elspot* não recebidos (pelos consumidores) são tratados como desequilíbrios positivos, sendo creditados com base nos preços de desequilíbrio das respectivas áreas dos TSO's (Nord Pool Spot ASA, 2004a).

Participantes fora destes países nórdicos que pretendam importar ou exportar energia de ou para o *Nord Pool*, comercializam nos mesmos termos utilizando “janelas de capacidade” individuais obtidas por intermédio de um leilão (Nord Pool Spot ASA, 2004a).

No mercado *Elspot* uma proposta é uma sequência de pares de preço/volume para cada hora. Os volumes são definidos em MW.h (positivos para propostas de compra e negativos para propostas de venda). As propostas poderão conter até um total de 64 preços distintos, incluindo os limites mínimos e máximos de preços definidos pelo Operador de Mercado. No tipo de proposta mais simples não é

referenciado o preço, isto é, a proposta é independente do preço. Estas propostas poderão porém exibir diferentes volumes de energia para cada hora.

Proposta horária dependente do preço										
Preço Hora	0	100	101	150	151	175	176	200	201	2500
1										
2										
4	50	50	10	10	0	0	-10	-20	-30	-30
5										
6										
etc.										

Proposta horária independente do preço		
Preço Hora	0	2500
1-24	70	70

Figura 3.24: Formato das propostas horárias no mercado *Elspot* (fonte: Nord Pool Spot ASA, 2004a).

As propostas do tipo bloco não são mais do que uma agregação de várias propostas horárias com preços e volumes fixos. Se aceite, o contrato dirá respeito a todas as horas e ao volume especificado na proposta. A condição de preço médio representa uma comparação entre o preço da proposta e a média do preço do mercado *Elspot* nas horas a que o bloco respeita. Se o preço da proposta do lado do bloco de produção for inferior à média do preço da área *Elspot*, dir-se-á que a condição da proposta bloco é satisfeita. Se o preço da proposta do lado do consumo for superior à média da área do preço *Elspot*, dir-se-á também que o preço da proposta bloco é satisfeito. Se a condição de preço médio do bloco for satisfeita, então os participantes receberão a programação completa para todo o período a que o bloco respeita. Se a condição de preço médio não for satisfeita, não receberão a programação e como tal a proposta não será incluída nas curvas agregadas criadas pelo *Elspot* para calcular o preço do sistema. Em Março de 2004 foi instituído um sistema segundo o qual os participantes passaram a poder escolher livremente o instante horário de início e término da proposta bloco - os denominados *user defined blocks* - desde que a duração de tais blocos compreenda quatro horas consecutivas (Nord Pool Spot ASA, 2004a).

As propostas horárias flexíveis são propostas relativas a uma única hora com um preço e volume de electricidade constante. As propostas horárias flexíveis encontram-se disponíveis exclusivamente para propostas de venda. Quando submetidas são definidos limites inferiores de preços e volumes. A proposta será aceite numa dada área *Elspot* na hora com o preço mais elevado. As propostas convencionais e as propostas tipo bloco têm prioridade face às propostas flexíveis horárias. Estas últimas serão excluídas se a sua aceitação conduzir à exclusão das propostas do tipo bloco. A cada participante é permitido submeter cinco propostas horárias flexíveis (Nord Pool Spot ASA, 2004a).

3.3.4. Elbas

O *Elbas* permite a comercialização continua de contratos que conduzem a fornecimentos físicos nos períodos transaccionados no mercado *Elspot*. Estes contratos são transaccionados até uma hora antes do instante de fornecimento físico de electricidade (na Dinamarca este período é de duas horas). Por outras palavras, este mecanismo pretende representar um mercado de comercialização com uma ocorrência posterior ao mercado *Elspot*, em que os seus participantes possam exercer ajustes de comercialização em cada uma das 24 horas do dia, de forma tão próxima quanto possível à hora de operação (note-se que desde o instante em que o preço é determinado no *Elspot* até ao instante em que o fornecimento físico toma lugar poderão decorrer 36 horas) (Nord Pool Spot ASA, 2004a).

Em 2004, o número de participantes (produtores, distribuidores, indústrias e comercializadores) neste mercado era de 33. Actualmente este mercado funciona na Finlândia, Suécia e na ilha de *Sjaelland* (este da Dinamarca) (Nord Pool Spot ASA, 2004a).



Figura 3.25: Actividade temporal no *Elbas* (fonte: Nord Pool Spot ASA, 2004a).

Na Suécia e Finlândia, às 14H00 (ou no instante em que expira o prazo de apresentação de reclamações no mercado *Elspot*), inicia-se a abertura do mercado *Elbas* para apresentação de propostas horárias de compra/venda de electricidade. O período de comercialização de um qualquer contrato horário específico é encerrado na hora antecedente à correspondente entrega física. Na ilha de *Sjaelland* o período de comercialização no *Elbas* só se inicia às 17H00. O período de comercialização de um qualquer contrato horário específico é encerrado duas horas antes da entrega física correspondente (Nord Pool Spot ASA, 2004a).

O formato das propostas neste mercado é semelhante às do mercado *Elspot*. Estas são apresentadas via electrónica (ou telefónica) de forma anónima (Nord Pool Spot ASA, 2004a).

O sistema de comercialização do *Elbas* controla automaticamente a capacidade das interligações. Por exemplo, se não existir capacidade de interligação da Finlândia para a Suécia, os participantes nas áreas da Suécia e da ilha de *Sjaelland* não conseguirão ver as propostas submetidas pelos participantes nas áreas de mercado da Finlândia nas janelas de informação de preços respectivas do *Elbas*. Se as propostas estiverem dentro dos limites de capacidade das interligações, as diferentes áreas de mercado são tratadas como únicas.

3.3.5. Mercado em tempo real

Quando o processo de comercialização no mercado *spot* estiver concluído e os participantes com responsabilidade de fornecimento de serviços de ajuste tiverem enviado aos TSO's as suas programações, iniciar-se-á o processo de equilíbrio do sistema para as 24 horas seguintes. Neste contexto, os participantes poderão ajustar as suas respectivas posições contratuais antes da hora de operação, quer pela alteração dos contratos existentes, quer pela realização de novos contratos bilaterais físicos. Alternativamente, os participantes da Suécia, Finlândia e da ilha de *Sjaelland* na Dinamarca poderão também efectuar transacções no *Elbas* como anteriormente foi referido em 3.3.4. (Nordel, 2000).

O mercado em tempo real compreende um mercado de regulação - *Regulation Power Market*, RPM – e um mecanismo de liquidação - *Balancing Power* (o qual toma lugar 24 horas após o período de operação do mercado de regulação) . Os TSO's utilizam este mercado de regulação para garantia do equilíbrio físico entre a produção e o consumo e para a resolução dos congestionamentos da rede de transporte (Nordel, 2000).

As propostas apresentadas no RPM são submetidas aos TSO's^{3.44} após o fecho do *Elspot*, podendo ser alteradas em instantes próximos ao do tempo real de operação de acordo com as regras do mercado. Cada proposta apresentada no RPM especifica o preço e o volume de electricidade. Neste mercado existem essencialmente dois tipos de propostas distintas (Nord Pool Spot ASA, 2004a):

- propostas de regulação ascendente para aumento de produção ou redução de consumo. Nestas propostas o preço representa o valor monetário pretendido pelo participante para aumentar a produção ou reduzir o consumo de um dado volume em particular. O menor preço da proposta é o preço *Elspot*;
- propostas de regulação descendente para redução da produção ou aumento do consumo. Nestas propostas o preço representa o valor monetário que o participante se propõe pagar para reduzir a produção ou aumentar o consumo. O maior preço da proposta é o preço *Elspot*.

Os participantes que submetam propostas terão de ser capazes de alterar a sua produção/consumo em 15 minutos. As notificações aos participantes chamados a aumentar ou diminuir a sua produção/consumo é efectuada pelo menos 15 minutos antes da produção/consumo tomar lugar, não sendo concedida qualquer informação nessa mesma notificação no que respeita ao período de vigência desse aumento ou diminuição de produção/carga. Uma outra notificação de conclusão desse mesmo período será realizada com pelo menos 15 minutos de antecedência.

Se não existirem congestionamentos, o preço do mercado em tempo real tornar-se-á único para todos os subsistemas. Porém, se existirem congestionamentos passarão a existir preços distintos para cada área (Nordel, 2000).

No ano de 2002 os TSO's do *Nord Pool* adaptaram um método coordenado de operação (figura 3.26), segundo o qual, perante a inexistência de congestionamentos, é aplicada uma lista única agregada de propostas (as propostas horárias são ordenadas por ordem de preços). Assim, se durante o período de operação existir necessidade de aumentar a produção, o TSO escolhe a unidade com o menor preço da lista de regulação ascendente. De igual forma, se existir necessidade em tempo real de diminuir a produção, o TSO escolherá a unidade correspondente ao preço mais elevado na lista de regulação descendente. Estas alterações na sua essência fizeram com que os TSO's realizem de forma conjunta o equilíbrio em tempo real de toda a rede nórdica em vez de separadamente equilibrarem cada um dos subsistemas nacionais. Entre outros aspectos, esta acção conduziu a uma redução dos volumes de energia de regulação e a uma maior competição entre os diferentes participantes (Nord Pool Spot ASA, 2004a), pois desta forma será possível solucionar desequilíbrios usando a proposta de regulação mais económica de toda a área evitando, simultaneamente, a utilização de propostas de regulação ascendente e descendente em diversas áreas (Nordel, 2000).

^{3.44} Apesar das propostas serem entregues ao TSO respectivo, apenas os TSO's da Noruega e da Suécia são responsáveis pela regulação de frequência do sistema nórdico e como tal apenas estes executam as notificações de aumento ou redução de produção ou consumo (Nordel, 2000).

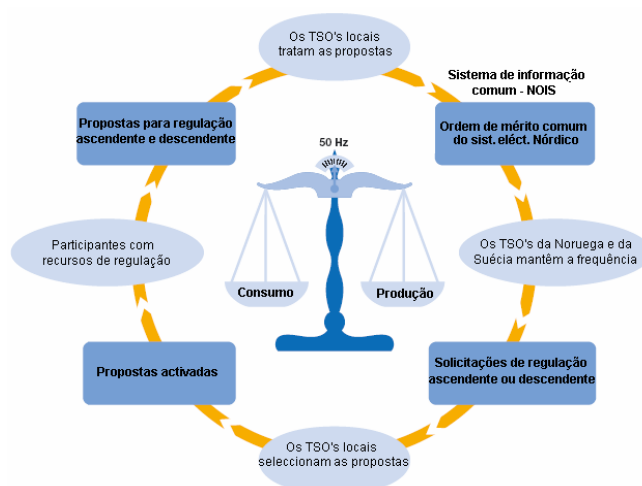


Figura 3.26: Princípio de funcionamento do *Regulation Power Market* (fonte: Nordel, 2000).

No caso de existirem congestionamentos existirão diferenças quanto ao tratamento de desequilíbrios. De facto, na Noruega não existem diferenças no preço de regulação ascendente ou descendente existindo apenas um único preço no mercado em tempo real para cada hora, o qual é definido pela última unidade despachada nessa mesma hora. Na eventualidade de ocorrer uma regulação ascendente e descendente na mesma hora, o preço será determinado de acordo com as regras desse mercado (Nord Pool Spot ASA, 2004a).

Nos sistemas da Suécia, Finlândia e Dinamarca é efectuada uma distinção entre regulação ascendente e descendente. Neste contexto, são definidos dois preços de mercado em tempo real para cada hora, um para regulação descendente e outro para regulação ascendente, mediante as seguintes regras (Nord Pool Spot ASA, 2004a):

- nas horas onde apenas ocorra regulação ascendente, o preço desse tipo de regulação é o correspondente à última unidade despachada. O preço para a regulação descendente é o preço *Elspot*;
- em horas onde apenas ocorra regulação descendente, o preço para esse tipo de regulação é o correspondente à última unidade despachada. O preço para a regulação ascendente é o preço *Elspot*;
- quando ambas as regulações ocorrem na mesma hora, os preços são definidos pelos maiores volumes de regulação ascendente e descendente na medida em que as unidades são escolhidas das ordens de mérito de regulação respectivas.

Em qualquer dos países em todas as horas em que não exista regulação os preços do mercado em tempo real serão iguais ao preço do mercado *Elspot*. Na Suécia, Finlândia e Dinamarca esta acção é porém entendida como desencorajadora à participação no mercado de ajustes, uma vez que a diferença entre os preços do mercado de ajustes e os do *Elspot* são maiores do que na Noruega devido à maior quantidade de produção termoelectrica.

O sistema eléctrico nórdico assenta numa regulação de produção descentralizada. Isto significa que o equilíbrio inicial é garantido pelos participantes ao utilizarem os mecanismos de mercado existentes para ajustar as suas posições contratuais. De seguida, o equilíbrio é garantido por intermédio da reserva de regulação de frequência automática (regulação primária). Na eventualidade de ocorrerem desvios de frequência de amplitude mais elevada, os TSO's ajustam a produção e o consumo utilizando a regulação secundária.

Os TSO's na Suécia e na Noruega acordaram partilhar a responsabilidade de manter a frequência de operação na área síncrona *Nordel*, ao passo que o TSO da península de *Jutland* é responsável por manter o equilíbrio entre a produção e o consumo em relação ao sistema UCTE (*Union for the Co-ordination of Transmission of Electricity*) (Nordel, 2000)^{3.45}.



Figura 3.27: Áreas síncronas no norte da Europa (fonte: Nordel, 2000).

Vinte e quatro horas após a hora de operação são recolhidos todos os dados monitorizados e calculados os desequilíbrios dos participantes. Estes são tarifados pelos seus desequilíbrios com base nos preços do mercado em tempo real. Também com base nestes preços são liquidados os desequilíbrios nas interligações entre os respectivos TSO's.

O mercado de electricidade nórdico distingue para efeitos de liquidação de desequilíbrios, os participantes com responsabilidade de fornecimento de serviços de ajustes (participantes no *Regulation Power Market*) dos restantes participantes do mercado (participantes unicamente no mercado *Elspot* ou no mercado financeiro). A liquidação financeira dos desequilíbrios dos participantes com responsabilidade de fornecimento de serviços de ajustes é baseada nos preços oficiais dos TSO's. Os desequilíbrios destes participantes correspondem ao conjunto dos desequilíbrios dos seus consumidores. As tarifas aplicáveis aos seus consumidores baseiam-se porém em preços negociados.

Os preços dos desequilíbrios dos participantes diferem também entre os diferentes países nórdicos. Os participantes da Noruega são pagos por desequilíbrios positivos e penalizados por desequilíbrios negativos com base num mesmo preço para cada hora. Como resultado, os participantes poderão beneficiar ou incorrer em prejuízos por desequilíbrios dependendo de qual dos preços é maior – o preço *Elspot* ou o preço do mercado em tempo real.

^{3.45} Uma importante característica deste sistema eléctrico reside no facto de que apesar da península de *Jutland* se encontrar interligada ao sistema síncrono *Nordel* por intermédio de uma interligação DC, ela encontra-se sincronamente interligada com o sistema eléctrico da UCTE. Consequentemente, a frequência nesta península não é afectada por desequilíbrios em outras áreas do sistema eléctrico nórdico, apesar de ambos os sistemas poderem contribuir reciprocamente para o controlo de frequência das suas respectivas áreas por intermédio da electricidade transaccionada no mercado de regulação (Nordel, 2000).

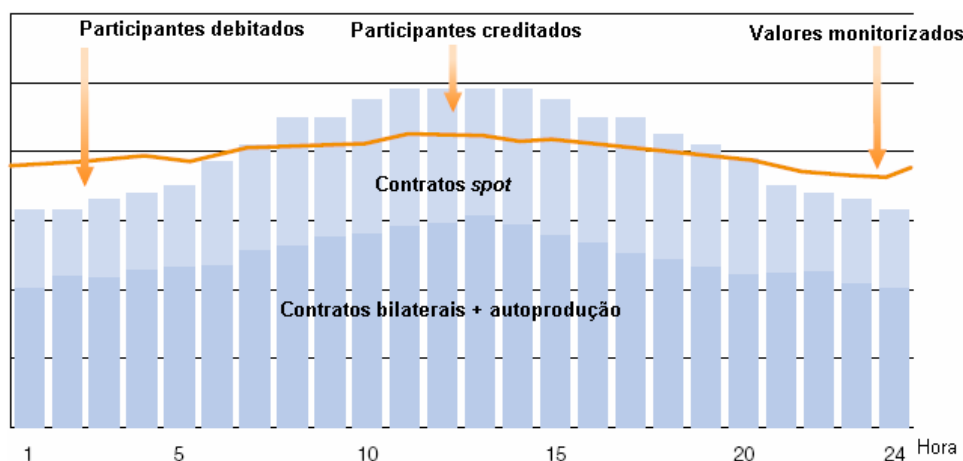


Figura 3.28: Liquidação dos desequilíbrios dos participantes na Noruega (fonte: Nordel, 2000).

Nos sistemas eléctricos da Suécia, Dinamarca e Finlândia são definidos dois preços para cada hora. Os custos dos desequilíbrios são geridos de acordo com as seguintes regras:

- todos os desequilíbrios que contribuam para equilibrar o sistema não deverão representar qualquer perda para o participante comparativamente às transacções no mercado *Elspot*. O participante é tarifado com base no preço marginal do mercado *Elspot*;
- todos os participantes que contribuam para um acréscimo do desequilíbrio do sistema (isto é, que se oponham à regulação do TSO) serão tarifados com base no preço do mercado em tempo real, o qual lhes é menos favorável.

O objectivo é o de assegurar que não existam quaisquer proveitos para os participantes por terem incorrido em desequilíbrios para que estes não possuam qualquer incentivo à manipulação do mercado. O incentivo financeiro para manter o sistema em equilíbrio na Suécia, Dinamarca e Finlândia é superior ao da Noruega.

3.3.6. Mercado financeiro de futuros

Contrariamente aos contratos físicos realizados no mercado *spot*, neste mercado os contratos são todos financeiros (Dugstad *et al.*, 2003; Lagerstedt *et al.*, 1998). Originalmente o mercado de futuros semanal WPM (*Weekly Power Market*) transaccionava contratos para fornecimentos físicos futuros. Tendo-se iniciado em 1993, este mercado foi transformado num mercado de futuros de venda dos denominados *termin contracts*, os quais constituíam obrigações de compra ou venda de determinadas quantidades de electricidade a um determinado preço num qualquer instante futuro. Este tipo de contratos possuía várias formas padronizadas sendo a de menor quantidade correspondente a 1 MW. Existiam três horizontes contratuais distintos (Fehr *et al.*, 1998; Wolak, 1998):

- contratos de uma semana, com correspondentes entregas físicas num horizonte temporal de quatro a sete semanas futuras;
- blocos contratuais de quatro semanas, com correspondentes entregas físicas num horizonte temporal superior a cinco semanas (e inferior a um ano);
- contratos sazonais com blocos correspondentes à totalidade de uma estação do ano, para entregas físicas num horizonte temporal superior a um ano (e inferior a três anos);

A dimensão final dos contratos era alcançada com a definição do período de tempo em que o contrato era válido dentro do próprio dia. Neste contexto, existiam três tipos distintos de contratos, tal como ilustrado na figura 3.29:

- *base power*, todas as horas de uma semana (168 horas);
- *peak power*, das 7H00 às 22H00 de segunda a sexta (75 horas);
- *off-peak power*, as restantes horas não abrangidas pelo *peak power*.

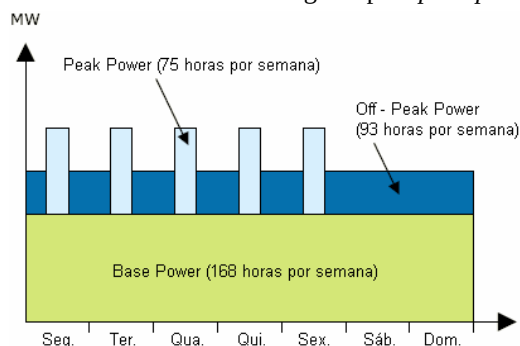


Figura 3.29: Contratos no mercado financeiro do *Nord Pool* (fonte: Nord Pool Spot ASA, 2004b).

Durante duas horas e meia do dia e cinco dias da semana existia uma comercialização contínua neste mercado com os vendedores a submeterem propostas de preços para os contratos que pretendiam vender e os compradores a submeterem propostas de preços para os contratos que pretendiam adquirir. A transacção ocorria quando os preços das propostas de compra excediam os preços das propostas de venda. Porém, à medida que o mercado de electricidade se desenvolveu, a experiência demonstrou que o conceito de contratos de futuros deveria ser alterado para aumentar a liquidez e promover a comercialização (Nord Pool Spot ASA, 2004b). Neste contexto, actualmente os tipos de contratos comercializados no mercado financeiro do *Nord Pool* compreendem derivados de energia e certificados de electricidade. Os derivados de energia são os contratos *base power* (entre 1993 e 1994 os contratos *peak power* e *off-peak* foram eliminados do mercado devido à sua reduzida liquidez), futuros (introduzidos em 1997 e padronizados de acordo com o mercado de OTC's), opções (introduzido em 1999) e os contratos às diferenças (introduzidos em 2000 após conclusão do processo de unificação dos quatro sistemas nórdicos). O preço de referência neste último tipo de contratos corresponde à diferença entre o preço do mercado *Elspot* e os preços de áreas *spot*. Desta forma, o preço de referência dos CFD's poderão ser positivos, negativos ou nulos. Os CFD's são transaccionados a preços positivos quando é previsível que o preço da área *spot* seja superior ao preço do sistema (isto é, a área de mercado seleccionada encontra-se numa situação de importação). Os CFD's serão transaccionados a preços negativos se for previsível um preço de área inferior ao preço de sistema (a área de mercado encontra-se numa situação de exportação).

Em 2004, o *Nord Pool* lançou o primeiro produto relacionado com a produção de energias renováveis, os *elcertificate* (certificados verdes suecos)^{3.46}, tornando-se assim o primeiro Operador de Mercado europeu a oferecer contratos de comercialização para os certificados verdes. O *elcertificate* é um contrato do tipo *spot* com entregas físicas de três dias após a data de comercialização (Nord Pool Spot ASA, 2004b).

O volume de transacções no mercado financeiro do *Nord Pool* aumentou consideravelmente desde a criação dos primeiros produtos em 1993 como se poderá verificar na figura 3.30 (Nord Pool Spot ASA, 2004b).

^{3.46} Em 1 de Maio de 2003, a Suécia tornou-se o primeiro país nórdico a introduzir o sistema de certificados verdes. Todos os consumidores suecos (à excepção das grandes indústrias) encontram-se obrigados a adquirir uma dada cota de *elcertificates*. O propósito deste programa é o de fornecer um incentivo ao investimento na produção de energia renovável.

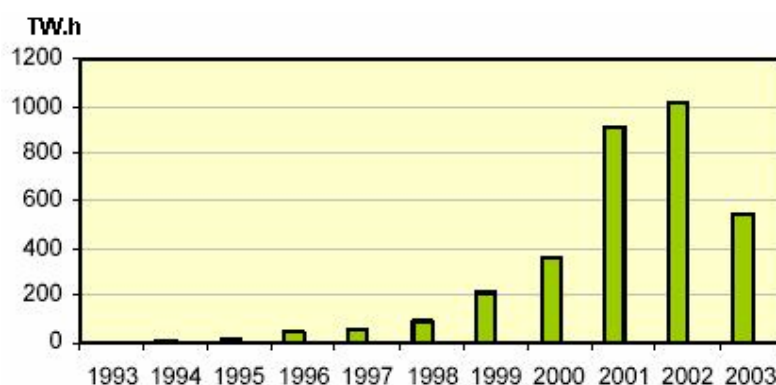


Figura 3.30: Volume de transacções no mercado financeiro do Nord Pool (fonte: Nord Pool Spot ASA, 2004b).

3.3.7. O desempenho do mercado

Como se poderá verificar na figura 3.31, durante os primeiros anos de funcionamento do mercado *spot* de electricidade os volumes das transacções aumentaram de forma bastante mais modesta do que no mercado financeiro (Fehr *et al.*, 1998).

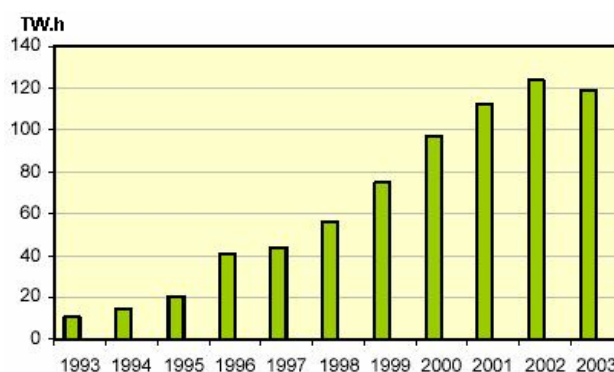


Figura 3.31: Volumes de energia eléctrica transaccionados no mercado *spot* de electricidade no período compreendido entre 1993 e 2003 (fonte: Nord Pool Spot ASA, 2004a).

Esta situação reflectia a maior confiança na contratação a longo-prazo externa ao *pool* e o reduzido desenvolvimento dos mercados de curto-prazo. A partir do final de 1995, os volumes transaccionados no mercado aumentaram significativamente reflectindo essencialmente a abertura do mercado aos participantes suecos. Consequentemente, o *pool* é agora responsável por cerca de 16% do volume total de transacções contrariamente aos 4% em 1991.

Num sistema altamente dependente da energia hidroeléctrica, os preços naturalmente variarão consideravelmente de estação para estação e de ano para ano e como tal os preços exibem um comportamento altamente sazonal sendo de uma forma geral mais reduzidos na primavera e no verão que no Inverno (o fluxo de água na primavera e no verão é elevado devido ao degelo e à precipitação). Esta sazonalidade de preços face às condições hidrológicas é ainda exacerbada pelas variações da carga.

Após a liberalização do mercado, os preços da electricidade para os consumidores finais caíram tanto na Noruega como na Suécia. A reforma da Dinamarca não despoletou idênticas reduções de preços uma vez que a introdução da obrigatoriedade de aquisição de uma dada quantidade de energia eléctrica produzida por via renovável fez aumentar os preços. De uma forma geral, os preços de electricidade para a indústria tornaram-se mais reduzidos. Esta tendência decrescente ilustrada na figura 3.32 é

essencialmente explicada pela existência de um excesso de capacidade no sistema no período que antecedeu a reestruturação do sector e pela redução dos custos de operação das redes do sistema.

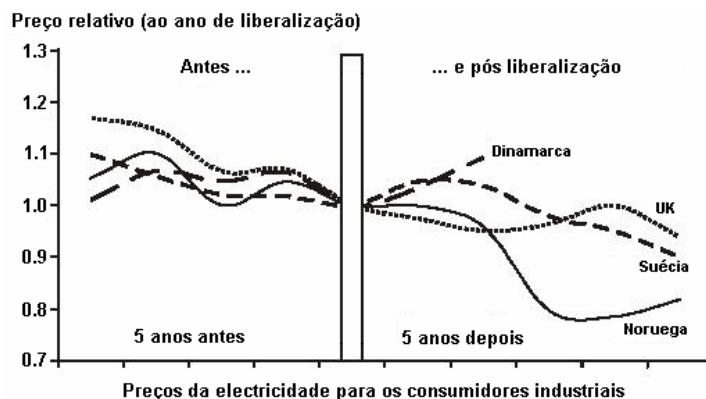


Figura 3.32: Preços da electricidade para os consumidores industriais na Noruega, Suécia, I&G e Dinamarca (fonte: Dugstad et al.).

Um sinal do estado avançado de liberalização deste mercado é o facto dos seus preços reflectirem o comportamento dos preços *spot*. Contrariamente ao *pool* de I&G, essas flutuações são transferidas para os consumidores finais tal como se pode verificar na figura 3.33, nomeadamente, a partir de 1996, período em que ocorreu a completa liberalização do sector de comercialização de electricidade. Esta característica é ainda mais pronunciada na Noruega onde o envolvimento no mercado *spot* é mais elevado.

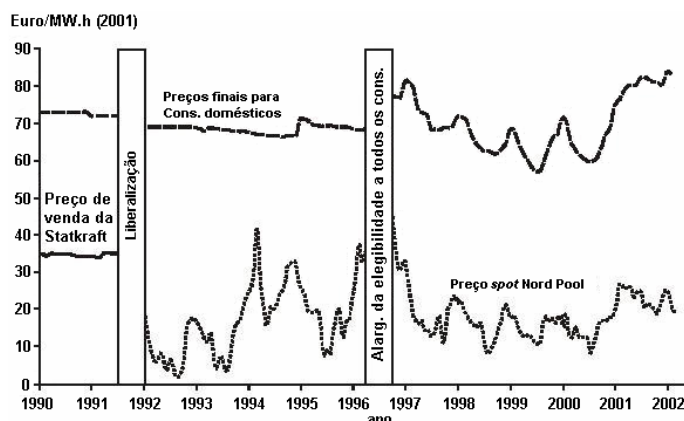


Figura 3.33: Preços da electricidade do mercado *spot* e dos consumidores domésticos incluindo as tarifas de transporte (Noruega) (fonte: Dugstad et al.).

3.4. Mibel

Na actualidade assiste-se a uma generalização da liberalização dos mercados de energia por toda a União Europeia. Neste contexto, a União Europeia confere especial interesse ao desenvolvimento de mercados regionais por considerar que estes constituem um meio segundo o qual será possível alcançar um mercado europeu mais integrado. Neste âmbito e como culminar do processo de cooperação iniciado a 20 de Julho de 1998 pelo Reino de Espanha e a República Portuguesa foi assinado, a 14 de Novembro de 2001 em Madrid, o “Protocolo de Colaboração entre as Administrações Espanhola e Portuguesa para a criação do Mercado Ibérico de Electricidade” e a 20 de Junho de 2004 subscrita a convenção internacional para a sua criação, a qual estabelece as linhas mestras para o seu desenvolvimento.

De acordo com o artigo 5.º do referido Protocolo de Colaboração o modelo de organização do MIBEL deve ter em conta a legislação comunitária aplicável, a experiência recente de funcionamento dos mercados de electricidade em ambos os países e as boas práticas de regulação, não devendo ser constrangido pela legislação actualmente em vigor em qualquer dos países. Com efeito, o artigo 4.º manifesta a vontade dos governos de Espanha e Portugal em remover potenciais barreiras legislativas e administrativas ao pleno desenvolvimento do Mercado Ibérico de Electricidade, bem como em efectuar as adaptações legislativas necessárias à garantia da homogeneidade das condições de gestão e funcionamento dos agentes económicos, para assim permitir o exercício pleno da liberdade empresarial no respeito pelos princípios económicos comuns (ERSE/CNE, 2002a).

No que respeita à avaliação do sector energético em Portugal e Espanha, a Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos e a *Comisión Nacional de Energia* (2002a) consideraram relevantes os seguintes aspectos:

- não existência de desequilíbrios estruturais, quer a nível individual, quer no conjunto dos dois sistemas. Apesar da diferença de dimensão (cerca de cinco para um), os dois sistemas apresentam estruturas e trajectórias análogas facilitando assim a construção do MIBEL;
- crescimento muito elevado do consumo de energia eléctrica e da potência de ponta, o que obriga a proceder a investimentos avultados em nova capacidade de produção;
- crescimento muito elevado do investimento subsidiado, directa ou indirectamente, em nova capacidade de produção de energia eléctrica a partir de fontes de energia renováveis (os objectivos de Espanha e Portugal para 2010 em termos de produção total de energia eléctrica a partir de fontes de energia renováveis, incluindo grande hídrica são, respectivamente, de 29% e 39%) e de instalações de cogeração (neste âmbito o objectivo de ambos os países para o ano de 2010 é de 18%);
- necessidade de considerar e harmonizar as regras de recuperação dos investimentos dos produtores em regime ordinário^{3.47} garantindo que a efectiva recuperação dos custos de transição para ambiente de mercado não distorçam a concorrência entre produtores nem a formação dos preços de energia eléctrica;
- panorama empresarial caracterizado pela existência de quatro grandes grupos empresariais, a Endesa, a Iberdrola, a Unión Fenosa e a EDP (excluindo a Hidrocantabrico), os quais controlam 75% da actividade de produção ordinária e 96% da actividade de distribuição e comercialização. Esta situação constitui um potencial obstáculo ao desenvolvimento de um mercado concorrencial e eficiente obrigando a prever mecanismos de controlo e de actuação adequados, assim como incentivos eficazes ao desenvolvimento da concorrência entre eles e à entrada de novos operadores. É no entanto positivo que algumas dessas empresas tenham iniciado a sua privatização antes mesmo da assinatura do protocolo, pela aquisição de activos, pelo investimento em novas centrais eléctricas, pelo comércio grossista transfronteiriço e pela venda de electricidade a clientes finais em ambos os países;
- necessidade de acelerar a construção de novas linhas de interligação e de reforçar as existentes, quer na fronteira Espanha – Portugal, quer na fronteira Espanha – França. As capacidades de interligação existentes à data de assinatura do Protocolo revelavam-se insuficientes ao desenvolvimento não só do MIBEL, mas também do mercado europeu interno de energia.

^{3.47} A grande maioria das empresas de produção de energia eléctrica em regime ordinário instaladas na Península Ibérica à data da assinatura do Protocolo gozavam de uma protecção dos seus proveitos. Em Espanha essas protecções caracterizavam-se pela existência dos *Costes de Transición a la Competencia, CTC*, a recuperar até 2010. Em Portugal cada central eléctrica dispunha de um contrato de venda exclusiva à REN para abastecimento do Sistema Eléctrico Público (SEP) variando a duração do contrato com o tempo de vida da central (o último contrato expirava em 2024) (ERSE/CNE, 2002a).

3.4.1. O modelo de organização do MIBEL

De acordo com a convenção internacional para a criação do MIBEL, a contratação de energia eléctrica no mercado Ibérico efectuar-se-á por intermédio de um mercado *spot* (diário e intradiário), de um mercado a prazo e por um mercado livre de contratação bilateral^{3.48}. Trata-se pois de um modelo misto que supera os actuais modelos espanhol e português baseados, respectivamente, no *pool* quase obrigatório e na contratação bilateral física quase obrigatória aproximando-se dos modelos do *Nord Pool* e da I&G, mas incorporando naturalmente as experiências dos dois países (ERSE/CNE, 2002b).

O mercado *spot* funcionará com base no actual modelo de mercado físico de electricidade espanhol e será gerido pela OMEL. O mercado a prazo será gerido pelo recém-criado Operador de Mercado Ibérico, pólo Português (OMIP) (Operador del mercado interno de energia, 2003a). A convenção prevê que no futuro todo o mercado seja gerido por um Operador de Mercado Ibérico único (OMI), fruto da fusão do Operador de Mercado espanhol (OMEL) e português (OMIP) (Operador del mercado interno de energia, 2003a). Numa primeira fase, o modelo de funcionamento do mercado a prazo (onde serão disponibilizados produtos normalizados, eventualmente, na forma de “blocos de potência” (ERSE/CNE, 2002a)) funcionará com base num modelo a desenvolver pelo OMIP para a negociação de contratos a prazo com liquidação física da energia no período correspondente ao fecho de vencimento. Numa segunda fase será introduzida no mercado a prazo a liquidação puramente financeira (Operador del mercado interno de energia, 2003a). A existência de um mercado de derivados financeiros deverá ser encarada como uma medida positiva uma vez que a este tipo de mercados se encontram associadas inúmeras vantagens, tais como (ERSE/CNE, 2001):

- permitem assegurar o preço de fornecimento de energia eléctrica em instantes futuros;
- estabilizam os preços através da arbitragem entre preços *spot* e preços futuros;
- diminuem as barreiras à entrada de agentes no mercado de energia por permitirem o acesso a mecanismos de cobertura de risco;
- aumentam a liquidez do mercado;
- contribuem para a garantia de abastecimento individual do consumidor, por permitirem assegurar quantidades de energia;
- permitem a produtores cobrirem os riscos associados a custos de operação;
- permitem a combinação de produtos físicos e financeiros inovadores através da actuação em simultâneo nos dois mercados.

À semelhança de outros mercados eléctricos europeus, também no MIBEL a contratação bilateral se configura como uma importante característica de funcionamento do mercado. Assim serão permitidos contratos entre todo o tipo de produtores e demais agentes do mercado e estabelecidas as condições em que os comercializadores e produtores poderão vender a energia previamente adquirida a outros produtores ou agentes externos.

^{3.48} No que concerne ao prazo mínimo estabelecido para os contratos bilaterais configura-se oportuno e mesmo adequado o parecer conjunto da *Comisión Nacional de Energía* e da Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (2003), para os quais “...o estabelecimento de restrições temporais, que limitam os contratos a tempos superiores a um ano, não é necessário nem conveniente, e elimina a possibilidade do próprio mercado e os agentes decidirem a forma de contratação que mais lhes convém. Por outro lado, o cumprimento deste requisito não é fácil de comprovar, tendo em conta que em todos os contratos haverá um prazo de vigência e um critério de execução, de forma que poderiam celebrar-se contratos prolongados mas que na prática dessem lugar unicamente à sua execução em períodos mais limitados no tempo...”. Estas entidades esclarecem ainda no mesmo documento, que pelo menos numa fase inicial, os contratos bilaterais celebrados entre produtores e comercializadores assim como entre estes e os clientes finais deveriam limitar-se a dois anos de duração máxima, com o objectivo de aumentar a liquidez do mercado no médio prazo e evitar que se produzam contratações a muito longo prazo com o efeito de fechar o mercado a novos competidores quando estes ainda não tenham desenvolvido actividades no MIBEL. Ainda de acordo com os comentários destas entidades, o limite de contratação anteriormente citado poderá no futuro vir a ser ampliado ou, inclusivamente, poderão ser eliminadas todas as restrições temporais.

A este respeito a *Comisión Nacional de la Energía* (CNE) e a Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) vêm por intermédio do seu documento “*Comentários da CNE/ERSE às soluções acordadas sobre o Mercado Ibérico da Electricidade*” aconselhar entre outras restrições, a proibição de contratação bilateral entre empresas de um mesmo grupo (pelo menos na fase inicial de estabelecimento do mercado) para assim limitar a possibilidade de distorção do mercado. Esta restrição será porém apenas aplicável aos agentes cuja posição no mercado permita a obtenção de receitas extraordinárias resultantes da realização de práticas restritivas de concorrência pois, na verdade, a limitação da contratação bilateral intragrupo no caso de novos agentes, ou pequenas empresas, dificulta a sua participação no mercado sem que dessa acção resulte qualquer benefício no que respeita à transparência e bom funcionamento do mercado (ERSE/CNE, 2003). Neste documento, a CNE e a ERSE propõem também a possibilidade de realização de transacções bilaterais a nível intradiário.

As modalidades de contratação acima referidas poderão ainda ser complementadas por mercados de serviços de sistema organizados por cada um dos operadores de sistema (Rede Eléctrica Nacional, REN e *Rede Eléctrica de España, REE*) nas suas respectivas área de controlo. A situação ideal pressupõe porém uma situação em que os serviços de sistema devam ser geridos de forma unificada como se apenas existisse um Operador de Sistema Ibérico (ERSE/CNE, 2002a).

3.4.2. Sistemas tarifários

Na convenção internacional assinada a 20 de Junho de 2004 ficou também consagrada a necessidade de harmonização das estruturas tarifárias com definição de regras claras e transparentes para o estabelecimento de tarifas para as actividades reguladas (transporte, distribuição, gestão comercial de redes, operação do sistema e operação do mercado). Para além da recuperação dos proveitos das actividades reguladas, o sistema tarifário deverá permitir também a recuperação de outros custos, tais como, sobrecustos da produção de energia eléctrica em regime especial, custos ociosos, pagamentos por garantia de potência e custos relacionados com a actividade das autoridades de regulação. Para o efeito, estes custos poderão ser recuperados através de uma tarifa regulada específica ou ser considerados no cálculo dos proveitos de uma qualquer das actividades reguladas (ERSE/CNE, 2002a).

Uma das principais funções a operacionalizar diz respeito à implementação de sistemas que permitam de forma rigorosa e transparente proceder à aquisição dos dados necessários à liquidação de todas as transacções efectuadas, nomeadamente através da utilização de sistemas de telecontagem que possibilitem o conhecimento das quantidades de energia transaccionadas. Haverá por isso que compatibilizar os sistemas de telecontagem existentes e a implantar em Portugal e Espanha (ERSE/CNE, 2001). Neste contexto, convém ainda referir que o alargamento do conceito de elegibilidade a todos os clientes poderá implicar a necessidade de instalar equipamentos de contagem mais sofisticados ou, transitoriamente, obrigar a que sejam considerados diagramas de carga tipo (*load profiling*) para diferentes tipos de consumidores (ERSE/CNE, 2001).

A tarifa de acesso deverá ser obtida por adição das diversas tarifas aplicáveis a cada uma das actividades reguladas e de outros custos regulados. Por razões de simplicidade, estas tarifas deverão ser referidas a pontos de entrega, isto é, o pagamento por cada um dos serviços regulados será obtido por aplicação da respectiva tarifa regulada às quantidades medidas no ponto de entrega do cliente. As regras de conversão deverão ser orientadas por uma metodologia clara, transparente e pública, que reflecta a estrutura de custos de serviços regulados de montante ao longo da cadeia de valor, pela consideração de factores de ajustamento para perdas.

Durante um primeiro período transitório prevê-se a existência de tarifas reguladas de fornecimento de energia eléctrica, as quais serão praticadas por comercializadores regulados. Estas tarifas corresponderão à evolução da tarifa de venda a clientes finais aplicando-se a clientes não participantes no mercado (elegíveis ou não). A tarifa de venda a clientes finais será obtida por adição da tarifa de acesso e das parcelas reguladas de aquisição e comercialização de energia eléctrica. Esta última parcela deverá ter uma estrutura aderente à estrutura de preços marginais verificados no mercado organizado devendo permitir a recuperação dos custos com a aquisição de energia eléctrica do comercializador regulado.

Decorrido o período transitório de adaptação dos clientes ao funcionamento do mercado e generalizada a elegibilidade a todos os clientes, deverão ser estabelecidas tarifas de último recurso, nomeadamente, para os clientes menos motivados a exercer o seu direito de escolha de fornecedor. Estas tarifas terão um carácter de preço máximo resultando da evolução natural da tarifa de venda a clientes finais após o período transitório da sua aplicação.

Na opinião da ERSE/CNE (2003) deverá constituir uma obrigação de cada distribuidor/comercializador regulado a aquisição de uma percentagem mínima (da ordem dos 20%) da sua energia em cada um dos principais mercados (diário e a prazo), assegurando-se assim que ambos os mercados disponham de um volume mínimo de contratação nas primeiras fases de implementação do MIBEL.

A determinação do nível adequado de investimento em capacidade de produção e tipo de tecnologia apresenta algumas dificuldades devido, nomeadamente, a diversas incertezas como sejam, a previsão do consumo, a valoração da energia não fornecida, o prazo de construção de nova capacidade de produção, o carácter estocástico das condições hidrológicas, o carácter estocástico da produção renovável em regime especial e a previsão dos preços futuros da energia primária. Estas incertezas, associadas à existência de uma componente hídrica significativa, introduzem um risco elevado de ocorrência de períodos prolongados de escassez, nos quais uma fracção significativa da carga poderá não ser satisfeita mesmo estando disposta a pagar um preço elevado para não ser interrompida. Para minimizar este risco prevê-se a existência de um pagamento regulado de potência a todos os produtores em regime ordinário ou que participem no mercado sob qualquer forma de contratação, dependendo da sua disponibilidade nos períodos de maior procura. Na opinião da CNE/ERSE, os agentes externos, os produtores/consumidores deverão ter um tratamento específico função da segurança que representem para o sistema eléctrico ibérico tendo em consideração as possibilidades de despacho forçado em situações críticas.

Os proveitos deste pagamento regulado aos produtores serão proporcionados por uma tarifa regulada de garantia de potência idêntica em ambos os países e aplicável a todos os clientes independentemente da forma como contratem o seu fornecimento de energia eléctrica (ERSE/CNE, 2003). Para além desta tarifa regulada, dever-se-á também dotar a procura de mecanismos de interruptibilidade ligados a reduções de pagamento por garantia de potência (ERSE/CNE, 2003).

3.4.3. Custos ociosos

A liberalização da actividade de produção de energia eléctrica e a introdução de concorrência nesta actividade são fundamentais para a criação de um mercado eficiente e transparente. Porém, a transição para um sistema de mercado não deve negligenciar os compromissos anteriormente assumidos (Marco Legal Estável em Espanha e os Contratos de Aquisição de Energia – CAE - em Portugal) e deve acautelar a recuperação de eventuais custos ociosos que surjam na actividade de produção (ERSE/CNE, 2002a).

Em Espanha estes custos, apelidados de *Costes de Transición a la Competência* (CTC), foram já identificados e parcialmente recuperados. Em Portugal estes custos estão a ser identificados com a revisão dos contratos exclusivos de venda de energia eléctrica dos produtores do Sistema Eléctrico de Serviço Público à REN.

A compatibilização das metodologias utilizadas para a determinação do valor total dos custos ociosos em cada país e dos mecanismos de recuperação desses mesmos valores assume elevada importância na criação e sucesso de desenvolvimento do MIBEL.

3.4.4. Monitorização do funcionamento do mercado

A estrutura empresarial do MIBEL caracteriza-se pela existência de quatro grupos empresariais com elevada capacidade de controlo das actividades de produção, comercialização e distribuição. Adicionalmente, estes grupos empresariais apresentam ainda um elevado grau de concentração vertical na medida em que desenvolvem actividades de produção, distribuição, comercialização e, em alguns casos, de transporte (ERSE/CNE, 2002a).

Esta situação constitui um potencial obstáculo ao correcto funcionamento do mercado concorrencial e como tal deverão ser estabelecidas medidas regulatórias que favorecem o comportamento competitivo dos agentes, as quais compreendem um conjunto de medidas *ex-ante* e *ex-post*^{3.49}, tais como:

- a obrigação das empresas de produção tornarem públicos os preços agregados aos diferentes contratos bilaterais de maneira a assegurar transparência, liquidez e competição entre as diferentes plataformas de negociação. A intenção é de minimizar a possibilidade de agentes de pequena dimensão operarem sob condições desvantajosas;
- a limitação da duração de contratos bilaterais a um máximo de dois anos, para assim evitar contratos de longa duração que fechariam o mercado a novos competidores;
- se necessário, a introdução de limitações nas quantidades de comercialização entre empresas do mesmo grupo de forma a aumentar a liquidez de todo o sistema;
- a definição de limites máximos de preços de electricidade quando o serviço não é fornecido sob condições de concorrência.

3.4.5. Segurança de abastecimento

A segurança de abastecimento e a monitorização da margem de reserva do sistema é considerada como sendo um dos mais importantes factores no sucesso de implementação do MIBEL, na medida em que este sistema possui uma importante percentagem de produção hidroeléctrica e de produção em regime especial (ambas caracterizadas por uma grande variabilidade temporal) e uma reduzida capacidade de interligação com França (Sá, 2003; ERSE/CNE, 2002a).

^{3.49} As medidas *ex-ante* permitem reduzir as possibilidades de disfunção do mercado antes que esta se produza ao limitar a capacidade dos agentes em obter benefícios extraordinários. Pelo contrário, as medidas *ex-post* permitem corrigir desequilíbrios manifestados no funcionamento do mercado adoptando-se numa fase posterior ao seu desenvolvimento. Este tipo de medidas deve ser aplicado apenas em situações muito evidentes de alteração do mercado já que em muitas situações poderão produzir um certo efeito de controlo de mercado.

Para assegurar adequados níveis de segurança de abastecimento deverão ser adoptadas abordagens que conduzam a diferentes graus de descentralização, tais como a imposição, a todos os comercializadores, do dever de posse ou contratação de capacidade de reserva proporcional às previsões das suas vendas. Esta abordagem apesar de permitir maior liberdade aos agentes e estimular a inovação apresenta no entanto algumas dificuldades (sub-optimização da gestão da reserva, entre outras) e inconvenientes (como por exemplo, a definição da margem de reserva de cada empresa).

Deverão também ser adoptadas abordagens que promovam a centralização, tais como o desenvolvimento periódico e coordenado de planos que identifiquem as necessidades de capacidade de produção, bem como de redução de consumo.

Para além do grau de centralização, colocar-se-á a questão fundamental de saber se o mercado será capaz de fornecer aos investidores indicações conducentes à construção atempada de nova capacidade por intermédio de sinais económicos de preços. No caso afirmativo não deverão ser previstos mecanismos de regulação que dissociem o valor capacidade do preço da energia eléctrica. Em caso negativo, será necessário reforçar este sinal através do pagamento de um prémio de “garantia de potência” aos produtores e, eventualmente, a criação de um “mercado de capacidade” aberto também a consumidores interruptíveis (ERSE/CNE, 2002b). Embora o pagamento de uma tarifa de garantia de potência a todos os produtores que se encontrem efectivamente disponíveis constitua um forte incentivo à construção de novas unidades de produção, nada garante que seja atingido o nível necessário de segurança de abastecimento. Neste contexto, deverá ser implementado no MIBEL um processo de monitorização da margem de reserva que permita activar um concurso para concessão da construção de novas centrais e/ou contratos de gestão da procura sempre que a margem de reserva se mostre insuficiente. As centrais construídas na sequência destes concursos poderão encontrar-se sujeitas a um conjunto de regras definidas *a priori*, nomeadamente, não poderão estabelecer contratos bilaterais devendo obrigatoriamente oferecer a sua energia no mercado *spot*. A diferença entre a remuneração obtida no mercado *spot* e a anuidade do contrato poderá ser recuperada através de uma tarifa regulada específica a aplicar a todos os clientes do sistema (tarifa adicional de garantia de abastecimento) ou através da tarifa de Uso Global do Sistema (UGS) paga por todos os clientes (ERSE/CNE, 2002a).

3.4.6. Gestão técnica

No que respeita à segurança e gestão técnica do sistema, a convenção internacional subscrita a 20 de Junho de 2004, estabelece que em caso de emergência cada estado poderá adoptar as medidas que considere necessárias dando-as a conhecer à Autoridade Nacional do outro estado, de preferência, antes da sua entrada em vigor. A definição de procedimentos de gestão das restrições internas e das interligações, de actuação em situações de emergência, de leitura, recolha e tratamento de medidas, do tratamento e gestão dos desvios e dos serviços de sistema, bem como dos procedimentos de comunicação aos agentes de ofertas, ao público e às autoridades de regulação, entre outras matérias, será objecto do Manual de Procedimentos de Operação do Sistema Ibérico a elaborar conjuntamente pelos dois operadores de sistema e a ser aprovado pelas autoridades de regulação dos dois países (ERSE/CNE, 2002a). No domínio dos serviços de sistema torna-se necessário harmonizar a definição de serviços de sistema voluntários e obrigatórios, bem como definir a entidade responsável pelo planeamento e controlo desses serviços.

Em cada área de controlo o respectivo operador funcionará como comprador único de serviços de sistema sendo contudo importante harmonizar as metodologias para a remuneração dos mesmos, bem

como a definição de quais os serviços a serem contratados em mercado, nomeadamente, os serviços de reserva secundária e terciária.

No que respeita à resolução de congestionamentos, os quais poderão ser internos, afectando apenas uma área de controlo, inter-áreas afectando as duas áreas de controlo do MIBEL ou extra-áreas, afectando áreas de controlo externas ao MIBEL (interligação de Espanha com França ou Marrocos) existem pontos importantes a harmonizar, nomeadamente:

- congestionamento interno a uma área: cada TSO será responsável pela sua respectiva resolução introduzindo alterações ao programa fornecido pelo Operador de Mercado;
- congestionamentos inter-áreas: o modelo de operação deverá incluir restrições de capacidade de transmissão, assim como procedimentos de resolução de congestionamento;
- congestionamentos extra-áreas: podem resultar do congestionamento das interligações Espanha/França ou Espanha/Marrocos. Para estes casos terão de existir acordos entre os TSO espanhol, francês e marroquino. Estes acordos deverão ser aprovados pela entidade reguladora espanhola de maneira a assegurar que a capacidade disponível é alocada de forma transparente e não discriminatória.

Ainda no âmbito da coordenação das interligações interessa também harmonizar a avaliação da capacidade comercial a alocar a cada uma delas. Esta avaliação implica a harmonização de critérios de segurança e cenários de avaliação da capacidade de reserva disponível para propósitos de segurança e para trocas comerciais.

3.4.7. A actividade de produção

Actualmente na Península Ibérica cerca de 14% de toda a energia eléctrica consumida provém de fontes renováveis e de instalações de cogeração em regime especial de produção (PRE). Os distribuidores são obrigados a adquirir a energia injectada nas redes por estes produtores sendo os preços de aquisição determinados administrativamente pelos respectivos governos. Os custos resultantes destas aquisições (superiores aos de mercado) são suportados por todos os consumidores de energia eléctrica (ERSE/CNE, 2002b).

De acordo com os compromissos comunitários e internacionais relativos à produção de energia eléctrica por intermédio de fontes renováveis assumidos por Espanha e Portugal esta percentagem situar-se-á no início da próxima década em valores bastante acima dos actuais. A manter-se o sistema actual será de prever o aumento do preço da energia eléctrica, quer por efeito directo (aumento do volume de subsídios suportados pelos consumidores), quer por efeito indirecto (redução da liquidez do mercado grossista (ERSE/CNE, 2002b)). Neste âmbito, importa analisar a adaptação dos actuais sistemas de incentivos de forma a facilitar a sua inserção efectiva no mercado, nomeadamente, através da criação de um mercado ibérico de certificados verdes (ERSE/CNE, 2002a).

A necessidade de gerir adequadamente a integração da PRE no sistema e permitir a sua participação no mercado demonstra ser também necessário definir dois grandes tipos de instalações: os PRE despacháveis (unidades de produção com capacidade de controlar a produção de potência activa, podendo ser consideradas como tal, algumas das instalações de cogeração, de biomassa de maior dimensão e algumas mini-hídricas) e os não despacháveis (instalações de produção de energia eléctrica associadas à exploração de energia eólica, solar e vagomotriz). A forma de participação destes PRE's no mercado (contratos bilaterais físicos e/ou bolsa de energia) deverá ter em consideração esta característica devendo, nomeadamente, haver cuidado em não penalizar os desvios resultantes da PRE

não despachável. Em simultâneo proceder-se-á à implementação de procedimentos de previsão de produção de PRE não despachável por cada área de controlo para o horizonte temporal de 24 horas do mercado diário (ERSE/CNE, 2002b). Estas previsões poderão ser da responsabilidade de agentes agregadores deste tipo de produção, os quais deverão utilizar informações de carácter meteorológico, histórico e outras consideradas de relevo para o efeito (ERSE/CNE, 2002a).

As instalações de carácter controlável deverão participar no MIBEL utilizando os mecanismos existentes embora também aqui e à semelhança das instalações de carácter não controlável, se configure como plausível a existência de agentes agregadores (ERSE/CNE, 2002a).

Relativamente à participação da PRE no mercado será necessário ainda aprofundar as formas de participação no mercado diário da PRE não controlável, avaliar a possibilidade da PRE poder vir a fornecer alguns serviços de sistema (nomeadamente reserva primária e secundária, controlo de tensão e potência reactiva), a gestão técnica dos desvios provocados no sistema e sua valorização económica, bem como as questões relacionadas com a remuneração por garantia de potência (ERSE/CNE, 2002a).

No actual cenário encontra-se também por definir qual a entidade obrigada a adquirir a energia fornecida por estes produtores. Na opinião da CNE/ERSE (2003), numa primeira fase as entidades abrangidas por essa responsabilidade poderão ser os comercializadores regulados, para que, à medida que o seu nível de consumos decrescer e se tornar inferior à produção em regime especial, sejam impostas quotas de compra deste tipo de energia a todos os comercializadores que eventualmente estejam associados a mecanismos de certificados verdes.

Por actualmente se tratar de um importante combustível utilizado na Península Ibérica para a produção de energia eléctrica será necessário que ambos os países trabalhem no estudo da convergência dos mercados de gás natural revendo e harmonizando as condições existentes em Espanha e Portugal, nomeadamente, no que respeita às condições de acesso à infra-estrutura de transporte, pois só dessa forma se poderá garantir que a concorrência ao nível de produção de energia eléctrica não seja distorcida (ERSE/CNE, 2002a, 2002b).

A existência de aproveitamentos hidroeléctricos de grandes dimensões e de diferentes proprietários em cascata coloca algumas dificuldades à operação eficiente do mercado e do próprio sistema eléctrico. Por este motivo, considera-se útil que os procedimentos de utilização dos recursos hídricos sejam definidos pelas administrações de Espanha e Portugal, desejavelmente com base em propostas elaboradas pelas empresas proprietárias de centrais hidroeléctricas, mas tendo também em conta os objectivos de política ambiental e de gestão da água, para assim tornar transparente e não discriminatória a gestão da produção de energia eléctrica (ERSE/CNE, 2002a). No que concerne às centrais hidroeléctricas com albufeira dada a dificuldade de valoração do seu custo marginal de produção será necessário proceder ao desenvolvimento de sistemas eficientes de optimização para estabelecer em cada instante o valor da água.

4. Simulador dos Operadores de Mercado e de Sistema

4.1. Aspectos gerais

Neste capítulo apresentar-se-á de forma detalhada o modelo matemático do simulador dos Operadores de Mercado e Sistema em mercados de electricidade, adoptando um modelo AC de trânsito de potências – *Newton-Raphson*. Serão ainda descritos os procedimentos que tornaram possível a implementação, em *Visual Basic*, dos principais módulos do simulador: o módulo de aquisição de dados, o módulo do Operador de Mercado, o módulo do Operador de Sistema e o módulo de resolução das condições de complexidade das propostas de venda e das restrições de rede.

Os módulos anteriormente referidos foram desenvolvidos com o intuito de serem o mais amigável possível ao utilizador, tanto na introdução de dados e opções, como na visualização dos resultados.

O módulo de aquisição de dados corresponde à importação de um ficheiro de dados com informações referentes às características da rede, propostas de compra/venda de energia eléctrica e contratos bilaterais.

O módulo do Operador de Mercado corresponde à implementação de um *pool* simétrico e voluntário. Este, recebendo as propostas de compra e venda para cada hora do período de programação, simula uma bolsa de energia eléctrica e determina, para cada hora, o preço de mercado e as propostas de compra e venda aceites, efectuando desta forma um conjunto de despachos horários provisórios.

O módulo do Operador de Sistema, recebendo o pré-despacho fornecido pelo Operador de Mercado, os contratos bilaterais e os dados da rede calcula, através de um modelo AC de trânsito de potências – *Newton-Raphson* -, o valor das tensões nos nós do sistema, assim como os trânsitos de potência activa e reactiva nas linhas e nos transformadores.

Caso o Operador de Mercado verifique a existência de violação das condições de complexidade das propostas de venda aceites ou, o Operador de Sistema verifique a existência de violações das restrições de rede é activado um terceiro módulo, o qual corresponde a um algoritmo de resolução das condições de complexidade/restrições do sistema com recurso à metaheurística *Simulated Annealing*.

Nas secções seguintes estes diferentes módulos serão descritos de forma detalhada. Na figura 4.1 apresenta-se o fluxograma genérico do algoritmo desenvolvido.

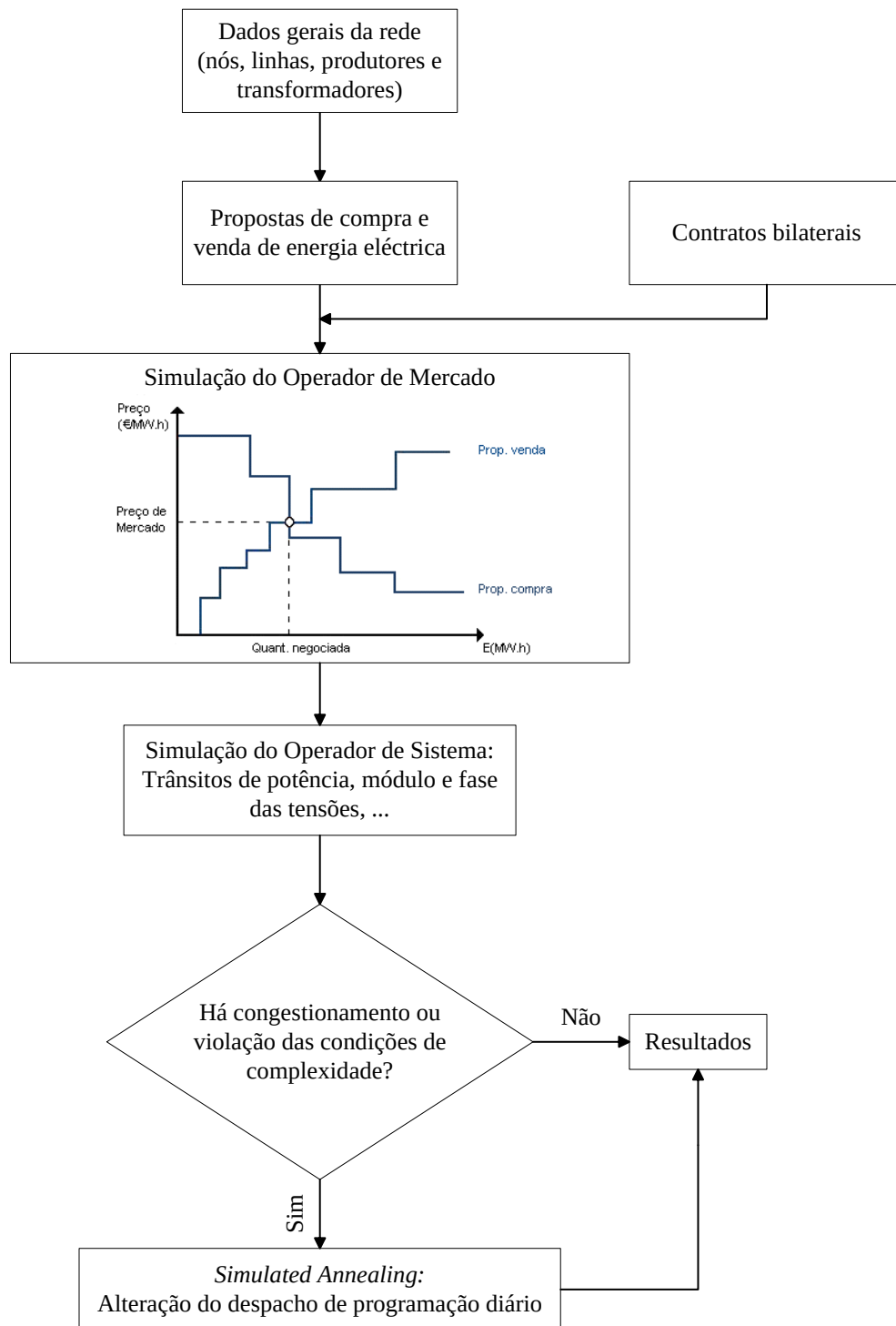


Figura 4.1: Fluxograma genérico do algoritmo implementado.

4.2. Dados

O ficheiro de entrada de dados engloba vários componentes, nomeadamente:

- os componentes técnicos da rede: nós, linhas, produtores e transformadores;
- os componentes técnico-comerciais dos contratos de electricidade: propostas de compra dos consumidores e propostas de venda dos produtores (incluindo as condições de complexidade, tais como, rampa de descida de potência, rampa de subida de potência, condições de indivisibilidade e condições de rentabilidade mínima), assim como os contratos bilaterais físicos entre um produtor e um consumidor.

Neste simulador o ficheiro de entrada de dados é um ficheiro do tipo Excel com extensão .xls, o qual integra várias folhas (uma para cada tipo de componente referido).

4.2.1. Nós

No ficheiro de entrada de dados referente às características dos nós da rede deverão ser discriminados:

nb	número total de nós da rede;
V^{sp}	módulo da tensão especificado para cada nó, em p.u.;
V_{min}	valor mínimo do módulo da tensão para cada nó, em p.u.;
$V^{máx}$	valor máximo do módulo da tensão para cada nó, em p.u.;
θ^{sp}	fase da tensão no nó de referência em radiano;
$Tipo$	tipo de cada nó: Referência, PV ou PQ;
Y_{shb}	admitância da bateria de condensadores, em p.u..

Com estes dados, o simulador determina:

nb_{pv}	número total de nós PV da rede;
nb_{pq}	número total de nós PQ da rede.

4.2.2. Linhas

Para a definição dos dados das linhas são solicitadas as seguintes características:

$nlinhas$	número total de linhas da rede;
no_i	nó origem de cada linha;
no_j	nó destino de cada linha;
r_{ij}	valor da resistência de cada linha, em p.u.;
x_{ij}	valor da reactância de cada linha, em p.u.;
$Y_{shij} / 2$	semi-admitância shunt de cada linha, em p.u.;
P_{ij}^{max}	valor máximo do trânsito de potência activa em cada linha, em MW;
Q_{ij}^{max}	valor máximo do trânsito de potência reactiva em cada linha, em Mvar.

4.2.3. Centros produtores

Para caracterizar os centros produtores são solicitados os seguintes dados:

$n_{produtores}$	número total de centros produtores na rede;
no_i	nó de ligação de cada centro produtor;
$P_g^{\min}$	valor mínimo da potência activa gerada em cada central, em MW;
$P_g^{\max}$	valor máximo da potência activa gerada em cada central, em MW;
$Q_g^{\min}$	valor mínimo da potência reactiva gerada em cada central, em Mvar;
$Q_g^{\max}$	valor máximo da potência reactiva gerada em cada central, em Mvar;
R_{Gm}^{subir}	rampa de subida de potência de cada central, em MW/h;
R_{Gm}^{baixar}	rampa de descida de potência de cada central, em MW/h.

4.2.4. Transformadores

Neste trabalho optou-se por utilizar um modelo em que os transformadores possuem tomadas de regulação de tensão no primário. Neste enrolamento consideram-se ajustamentos na razão dos módulos e/ou esfasamento entre as tensões primárias e secundárias, tal como se ilustra na figura 4.2. Desta forma os dados solicitados pelo simulador são os seguintes:

n_{trans}	número total de transformadores da rede;
no_p	nó onde se encontra ligado o primário do transformador;
no_s	nó onde se encontra ligado o secundário do transformador;
S	valor da capacidade de cada transformador, em MVA;
x_t	valor da reactância de fugas de cada transformador, em p.u.;
a_1	componente real da razão de transformação de cada transformador, em p.u.;
b_1	componente imaginária da razão de transformação de cada transformador, em p.u..

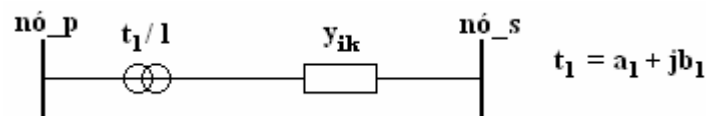


Figura 4.2: Modelo equivalente de um transformador com regulação de tensão no primário.

4.2.5. Contratos bilaterais

Os contratos bilaterais correspondem a um relacionamento directo entre produção e consumo, não passando pela bolsa de electricidade, *pool* (tal como ilustrado na figura 4.3). Do ponto de vista de exploração técnica do sistema é necessário conhecer os nós em que o produtor e o consumidor se encontram ligados e as potências transaccionadas, mas não é necessário conhecer os preços envolvidos na transacção. A rede representada poderá ser uma rede simples ou complexa, bastando apenas que interligue fisicamente o produtor ao consumidor e que tenha a capacidade de transmitir as potências envolvidas no contrato. Neste contexto, os dados solicitados pelo simulador incluem:

$ncont_bilaterais$	número total de contratos bilaterais;
$no_produtor_cb$	nó produtor associado a um contrato bilateral;
$no_consumidor_cb$	nó consumidor associado a um contrato bilateral;
P_{ij_cb}	potência activa transaccionada, em MW;
Q_{ij_cb}	potência reactiva transaccionada, em Mvar.

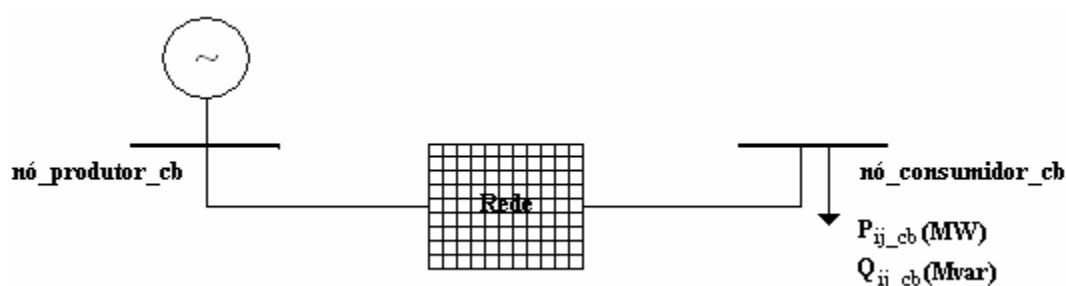


Figura 4.3: Esquema tipo de um contrato bilateral.

4.3. Operador de Mercado

Um algoritmo de encontro de mercado é um procedimento mediante o qual o Operador de Mercado determina essencialmente:

- o preço de encontro de mercado a pagar aos produtores e a ser pago pelos consumidores;
- as propostas de compra e venda de electricidade aceites.

A maioria destes algoritmos correspondem a leilões. Supõe-se que as propostas de venda dos produtores são monotonamente crescentes em preço e as propostas de compra são monotonamente decrescentes.

Apesar de na literatura serem comumente referenciados três tipos de leilões, leilão monopériodo, multipériodo e *walrasiano*, no decorrer das secções seguintes apenas serão analisados os dois primeiros tipos por terem sido esses o objecto de estudo deste trabalho.

4.3.1. Formulação monopériodo

O leilão monopériodo considera as horas uma a uma e por esse motivo não tem em conta as restrições intertemporais que poderão afectar os produtores. Em cada leilão horário é maximizado o benefício social líquido (no pressuposto de que as propostas dos produtores reflectem adequadamente os custos marginais de produção), correspondente à actividade dos consumidores e dos produtores. Uma vez que

este tipo de leilão não considera as restrições intertemporais dos produtores, o Operador de Mercado será sempre forçado a executar um processo de correcção à *posteriori* para que se satisfaçam as referidas restrições.

Um leilão monopériodo pode-se formular mediante o seguinte problema de optimização:

$$\max \quad \sum_{i=1}^{N_D} \lambda_{Di} \cdot P_{Di} - \sum_{j=1}^{N_G} \lambda_{Gj} \cdot P_{Gj} \quad (4.1)$$

$$\text{sujeito a} \quad 0 \leq P_{Di} \leq P_{Di}^{máx}, \forall i \quad (4.2)$$

$$0 \leq P_{Gj} \leq P_{Gj}^{máx}, \forall j \quad (4.3)$$

$$\sum_{i \in n} P_{Di} \in \Delta_{Dn}, \forall n \quad (4.4)$$

$$u_m \cdot P_{Gm}^{\min} \leq \sum_{j \in m} P_{Gj} \leq u_m \cdot P_{Gm}^{máx}, \forall m \quad (4.5)$$

$$P_{Gm}^0 - \sum_{j \in m} P_{Gj} \leq R_{Gm}^{baixar}, \forall m \quad (4.6)$$

$$\sum_{j \in m} P_{Gj} - P_{Gm}^0 \leq R_{Gm}^{subir}, \forall m \quad (4.7)$$

$$\sum_{i=1}^{N_D} P_{Di} = \sum_{j=1}^{N_G} P_{Gj} \quad (4.8)$$

Sendo,

P_{Di}	proposta de compra i (variável);
P_{Gj}	proposta de venda j (variável);
$P_{Di}^{máx}$	valor máximo da proposta de compra i (dado);
$P_{Gj}^{máx}$	valor máximo da proposta de venda j (dado);
$P_{Gm}^{\min}$	potência mínima do gerador m (dado);
$P_{Gm}^{máx}$	potência máxima do gerador m (dado);
P_{Gm}^0	potência inicial, no período anterior ao leilão, do gerador m (dado);
R_{Gm}^{baixar}	rampa de descida de potência do gerador m (dado);
R_{Gm}^{subir}	rampa de subida de potência do gerador m (dado);
u_m	variável binária que toma o valor 1 se o gerador m está em funcionamento e 0 em caso contrário (variável);
λ_{Di}	preço da proposta de compra i (dado);
λ_{Gj}	preço da proposta de venda j (dado);
Δ_{Dn}	região admissível de operação do consumidor n (dado);
$i \in n$	indica o conjunto de propostas de compra pertencentes ao consumidor n (dado);
$j \in m$	indica o conjunto de propostas de venda pertencentes ao produtor m (dado);
N_D	número total de propostas de compra (dado);
N_G	número total de propostas de venda (dado).

A função objectivo, traduzida pela expressão (4.1) deste problema corresponde à diferença entre os somatórios dos valores monetários associados às propostas de compra e venda aceites. O primeiro somatório é referente às propostas de compra apresentadas e aceites pelo 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 caso as propostas de venda sejam traduzidas pelos seus preços marginais de produção.

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

- limites superiores das propostas de compra e especificação de que estas devem ser positivas (4.2);
- limites superiores das propostas de venda e especificação de que estas devem ser positivas (4.3);
- região admissível de consumo de cada consumidor (4.4);
- limites de operação de cada gerador:
 - o limites mínimos e máximos de potência activa (4.5);
 - o rampa de descida de potência (4.6);
 - o rampa de subida de potência (4.7).
- equilíbrio de mercado: igualdade entre o total de produção e o total do consumo (4.8).

As variáveis de decisão deste problema são os valores das propostas de compra ($P_{Di}, \forall i$), o valor das propostas de venda ($P_{Gj}, \forall j$) e as variáveis binárias ($u_m, \forall m$), que estabelecem se os produtores se encontram ou não ligados. Note-se que os valores das propostas não aceites é zero.

Num leilão deste tipo o preço de encontro de mercado define-se como o preço da proposta de venda mais cara que tenha sido aceite.

4.3.2. Formulação multiperíodo

Num leilão multiperíodo consideram-se, geralmente, as 24 horas ou as 48 meias horas do dia seguinte de uma vez, tratando-se rigorosamente as restrições inter-período declaradas no mercado sob a forma de condições de complexidade, tais como, rampa de subida de potência, rampa de descida de potência, condição de rentabilidade mínima e condição de indivisibilidade. O objectivo deste leilão é o de maximizar o benefício social líquido ao longo do período de programação do mercado diário.

A formulação deste leilão é uma extensão da formulação do leilão monoperíodo:

$$\max \sum_{t=1}^{24} \left[\sum_{i=1}^{N_D} \lambda_{Di} \cdot P_{Di} - \sum_{j=1}^{N_G} \lambda_{Gj} \cdot P_{Gj} \right] \quad (4.9)$$

$$\text{sujeito a} \quad 0 \leq P_{Dit} \leq P_{Dit}^{máx}, \quad \forall i, t \quad (4.10)$$

$$0 \leq P_{Gjt} \leq P_{Gjt}^{máx}, \quad \forall j, t \quad (4.11)$$

$$\sum_{i \in n} P_{Dit} \in \Delta_{Dn}, \quad \forall n, t \quad (4.12)$$

$$u_{mt} \cdot P_{Gm}^{\min} \leq \sum_{j \in m} P_{Gjt} \leq u_{mt} \cdot P_{Gjm}^{máx}, \quad \forall j, t, m \quad (4.13)$$

$$P_{Gjt+1} - P_{Gjt} \leq R_{Gm}^{Subir}, \forall j, t \quad (4.14)$$

$$P_{Gjt} - P_{Gjt+1} \leq R_{Gm}^{baixar}, \forall j, t \quad (4.15)$$

$$P_{Gjt} \cdot u_{mt} \geq p_{Gjt}^{\min}, \forall j, t \quad (4.16)$$

$$\sum_{t=1}^{24} \left[\sum_{i=1}^{N_G} \lambda_{Gj} \cdot P_{Gj} \right] \geq rent_{\min j}, \forall j, t \quad (4.17)$$

$$\sum_{j=1}^{N_G} P_{Gjt} = \sum_{i=1}^{N_D} P_{Dit}, \forall t \quad (4.18)$$

Sendo,

- $p_{Gjt}^{\min}$ quantidade de energia considerada como indivisível na proposta de venda j no período t;
- $rent_{\min j}$ valor monetário considerado como pré-requisito na selecção da proposta de venda j num qualquer período t.

A restante notação é semelhante à utilizada na formulação do leilão monoperíodo notando-se apenas a utilização do sub-índice t, que indica a hora t.

A função objectivo, traduzida pela expressão (4.9) 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 positivas para cada período t (4.10);
- limites superiores das propostas de venda e especificação de que estas devem ser positivas para cada período t (4.11);
- região viável de consumo de cada consumidor (4.12);
- região viável de produção de cada produtor:
 - o limites mínimos e máximos de potência activa (4.13);
 - o rampa de subida de potência (4.14);
 - o rampa de descida de potência (4.15);
 - o condição de indivisibilidade (4.16);
 - o condição de rentabilidade mínima (4.17);
- equilíbrio de mercado: igualdade entre o total de produção e o total de consumo (4.18) em cada período de programação.

As variáveis de decisão deste problema são os valores das propostas de compra ($P_{Dit}, \forall i, t$), o valor das propostas de venda ($P_{Gjt}, \forall j, t$) e as variáveis binárias ($u_{mt}, \forall m, t$), que estabelecem se os produtores se encontram ou não ligados. Note-se que os valores das propostas não aceites é zero.

Tal como se indicou no leilão monoperíodo, o preço de encontro de mercado em cada hora define-se como o preço da proposta de venda mais cara que tenha sido aceite.

4.3.3. Fluxograma do Operador de Mercado

O módulo do Operador de Mercado implementado recebe as propostas de compra e venda de electricidade para cada hora do período de programação e ordena-as por ordem decrescente e crescente de preços, respectivamente, para assim determinar os preços horários de mercado e as propostas de compra e venda aceites, isto é, os despachos horários provisórios. Deste modo, ficam conhecidos os produtores despachados, isto é, produtores cujas propostas apresentam um preço de venda inferior ao preço de encontro de mercado. A última proposta de venda a ser despachada pode ser apenas aceite parcialmente. As propostas de compra aceites são as propostas que oferecem um preço superior ao preço de encontro de mercado. Isto significa que são realizados nesta fase, 24 leilões monoperíodo, um para cada período de programação. As restrições intertemporais serão consideradas numa fase posterior.

Na figura 4.4 é apresentado o fluxograma resumido e simplificado das acções inerentes à actividade do Operador de Mercado, o qual traduz a forma como são identificados os produtores despachados e os consumidores aceites pelo *pool* em cada hora do período de programação.

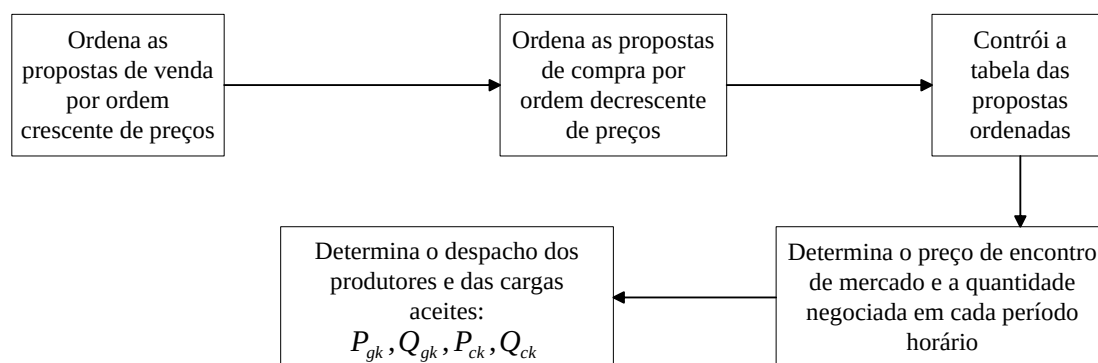


Figura 4.4: Fluxograma do módulo do Operador de Mercado.

4.4. Operador de Sistema

O módulo do Operador de Sistema corresponde à execução de um estudo de trânsito de potências, de modo a obter as condições de operação em regime permanente do sistema de energia eléctrica. Mais concretamente, dados os consumos e produções em cada nó do sistema, pretende-se calcular os módulos e fases das tensões nesses mesmos nós, bem como os trânsitos de potência activa e reactiva nas linhas e transformadores.

Actualmente, estes estudos constituem a base da análise de segurança do sistema, pois permite identificar, periodicamente, problemas de sobrecarga ou tensões inaceitáveis como consequência da evolução da carga ou da ocorrência de alterações súbitas (inesperada ou programada) na topologia da rede. Em problemas de planeamento da exploração, os estudos de trânsitos de potência permitem simular o estado do sistema aquando da análise de cenários de produções e cargas.

A resolução de um problema de trânsito de potências consiste basicamente em duas etapas. A primeira e mais decisiva consiste em obter os módulos e fases das tensões em todos os nós da rede. A segunda consiste em calcular o valor de todas as outras grandezas relevantes, tais como trânsito de potência activa e reactiva, perdas, etc., utilizando expressões dependentes do módulo e da fase das tensões nodais.

O modelo de trânsito de potências utilizado neste trabalho foi o modelo AC adoptando o método de *Newton-Raphson* para a sua resolução. Este modelo de resolução do problema de trânsito de potências, para além de considerar potência activa e reactiva, pode ser considerado o modelo base deste problema atendendo às simplificações inerentes a outros modelos.

Na figura 4.5 apresenta-se o fluxograma representativo do método de *Newton-Raphson* anteriormente referido, o qual não será mais detalhado neste trabalho dado ser sobejamente conhecido.

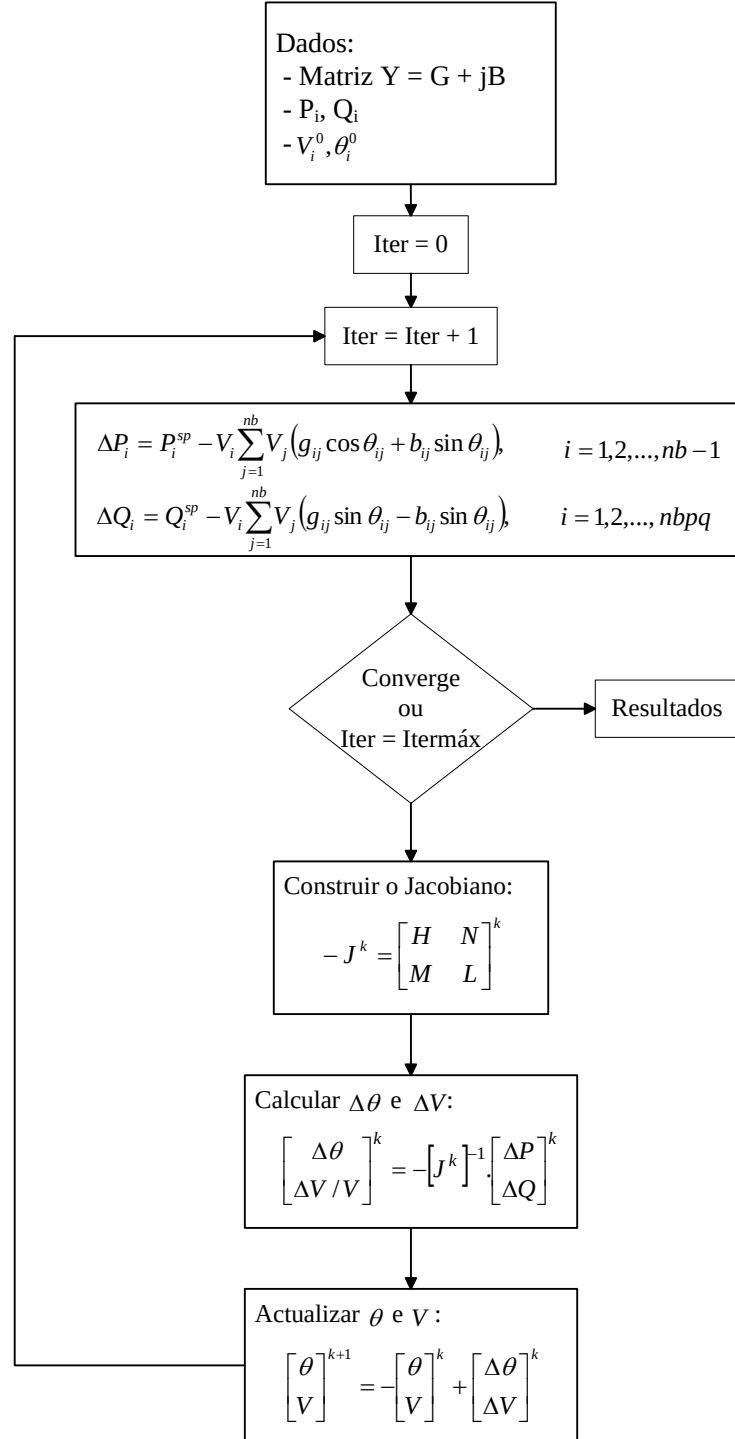


Figura 4.5: Fluxograma do método de *Newton-Raphson*.

4.5. Consideração de restrições intertemporais ou de sistema

4.5.1. Aspectos gerais

A dificuldade de resolução de problemas reais possuindo carácter aleatório conduz a que, na prática, se recorra frequentemente a metaheurísticas, implementações suficientemente flexíveis em termos da sua capacidade de modelizar restrições particulares muitas vezes bastante complexas.

O *Simulated Annealing* foi a metaheurística escolhida para a resolução do problema em análise, essencialmente pela simplicidade e reduzido esforço computacional, comparativamente com outras metaheurísticas (tais como *Tabu Search*, Algoritmos Genéticos, entre outras), permitindo simultaneamente obter resultados similares (Pirlot, 2000). A escolha foi orientada na tentativa de conciliar a obtenção de resultados credíveis e, simultaneamente, garantir uma flexibilidade de adaptação do algoritmo a novas solicitações. Em linhas gerais, este método baseia-se na pesquisa aleatória tendendo para o óptimo de forma assintótica.

O algoritmo da metaheurística *Simulated Annealing* consiste numa estratégia de pesquisa local baseado no algoritmo de *Metropolis*, o qual foi elaborado a partir de princípios básicos das leis físicas da termodinâmica, em que se pretende simular o arrefecimento de um metal depois de previamente aquecido até uma temperatura elevada. Neste algoritmo, após constituído um espaço de soluções $X = \{x_1, x_2, \dots, x_n\}$ é extraída uma solução inicial x_i , a qual é avaliada pela função $F(x_i)$. No início do processo iterativo são aceites muitos movimentos para actualizar a solução, a qual é escolhida de forma arbitrária na sua vizinhança $V(x_i)$.

Seja x essa solução, tal que $x \in V(x_i)$. Se $F(x) \leq F(x_i)$, x será a nova solução corrente. Caso contrário é seleccionada uma das seguintes alternativas de acordo com uma lei probabilística: x será a solução corrente com uma probabilidade $p(n)$ ou x_i permanecerá como solução corrente com uma probabilidade complementar $1 - p(n)$, sendo x eliminada. A probabilidade $p(n)$ decresce ao longo do processo iterativo. O algoritmo desenrola-se com valores de $F(x)$ cada vez menores e também com um espaço de soluções cada vez mais selectivo. O algoritmo da metaheurística *Simulated Annealing* inclui assim dois mecanismos essenciais: uma estrutura de vizinhança e um mecanismo probabilístico de procura local. Para obter um bom desempenho do algoritmo da metaheurística *Simulated Annealing* deverão ser fixados adequadamente valores para os diversos parâmetros de controlo: probabilidade de aceitação, escalonamento do abaixamento sucessivo de temperatura e critério de paragem. Este último pode ser implementado considerando, por exemplo, o número máximo de soluções de pior qualidade, o número máximo de iterações do algoritmo ou um nível mínimo de temperatura do processo.

Sendo i o estado inicial e j o novo estado identificado na vizinhança do estado i , a expressão de cálculo da probabilidade de aceitação do estado j é obtida por (4.19), considerando uma analogia com os sistemas termodinâmicos.

$$P_{aceitação} = \begin{cases} 1 & \text{se } E_j \leq E_i \\ e^{\left(\frac{E_i - E_j}{K_B \cdot T(n)}\right)} & \text{se } E_j > E_i \end{cases} \quad (4.19)$$

Sendo,

$T(n)$ temperatura no patamar n ;
 K_B constante de Boltzman.

O processo de escalonamento do abaixamento sucessivo da temperatura simulado tem a particularidade de permitir o relaxamento transitório da optimalidade durante o processo de pesquisa (admitido na tentativa de evitar a convergência para óptimos locais) e consiste em: (1) definir o valor inicial de temperatura, (2) definir a função decréscimo, (3) determinar o número de iterações a realizar para cada nível de temperatura, (4) definir a temperatura mínima.

- (1) A temperatura inicial ou parâmetro de controlo (T_0) não deve ser demasiado baixa para evitar a convergência para óptimos locais, nem demasiado elevada por forma a evitar excessivos tempos de cálculo;
- (2) O número de iterações realizadas à mesma temperatura (que equivale ao tempo durante o qual a temperatura é mantida constante) é especificado tendo como base experiências relatadas na literatura e outras resultantes da avaliação do desempenho do algoritmo. O número de possíveis vizinhos é calculado à partida simultaneamente com o cálculo da temperatura inicial. Mais uma vez este valor depende da dimensão do problema e da precisão com que se pretende obter a solução final;
- (3) A função abaixamento de temperatura deve ser escolhida de forma a conduzir a melhores tempos de cálculo para idêntica qualidade nos resultados. Este procedimento tem o objectivo de tornar menos provável a aceitação de piores soluções, garantindo a realização de uma pesquisa mais selectiva em regiões mais prometedoras. Uma escala de temperaturas, dita geométrica (a literatura da especialidade refere ainda a utilização de outros tipos de escalas de temperatura, tais como escalas logarítmicas e escalas adaptativas), T , em função do número de patamares n do algoritmo é apresentada na figura 4.6.

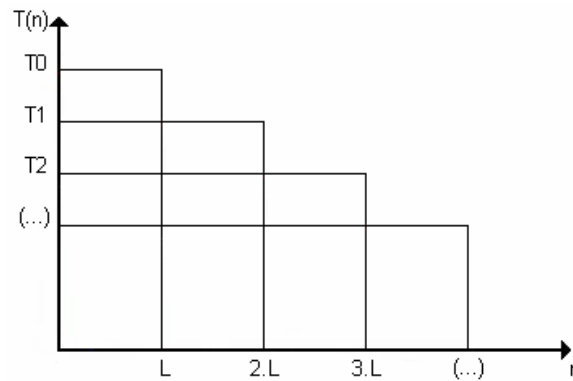


Figura 4.6: Escala de temperaturas $T(n)$.

Matematicamente esta escala de temperaturas pode ser definida de acordo com a expressão (4.20).

$$T_i = \beta^i \times T_0 \quad (4.20)$$

Sendo,

- β parâmetro que define a função decréscimo da temperatura, $\beta \in [0;1]$;
 T_0 temperatura inicial.

- (4) O ponto de energia mínima ou de paragem do processo dever ser determinado de forma que, para um determinado nível de temperatura, o número de vezes em que foram aceites novas soluções seja inferior a um valor pré-especificado. O limite consiste em que pelo menos uma solução ser aceite numa sequência de iterações ou então a temperatura atingir um valor mínimo especificado.

4.5.2. Decisões específicas do problema

Como podemos verificar em 4.5.1, a implementação prática deste algoritmo consiste em partir de uma solução inicial gerada por um método auxiliar. A partir da solução base é gerado um conjunto de soluções vizinhas a partir das quais será escolhida a nova solução. O processo repete-se sucessivamente até que se atinja um critério de paragem. A escolha das soluções é determinada por sorteio no conjunto dos vizinhos associado a um critério de selecção.

No presente problema, a solução inicial corresponde ao resultado dos despachos horários provisórios do Operador de Mercado para o período de programação, os quais não tomam em linha de conta as condições de complexidade e/ou restrições do sistema.

A estrutura da vizinhança é gerada por um mecanismo de pesquisa que elimina as soluções não admissíveis do espaço de soluções. Este procedimento consiste na construção do conjunto de todas as combinações possíveis resultantes da modificação, incremento ou decrémento, dos despachos horários de produção de todos os centros de produção que haviam apresentado propostas de venda no *pool* no respectivo período de programação, por forma a que os despachos horários finais definidos pelos Operadores de Mercado e de Sistema satisfaçam as condições de complexidade apresentadas por esses mesmos produtores nas suas propostas, bem como as restrições operacionais da rede eléctrica de transporte.

A avaliação das alternativas encontradas ao longo do processo de pesquisa é realizada através da função de aceitação. No presente algoritmo este é um processo simples que se realiza com recurso a um módulo auxiliar para cálculo do problema de trânsito de potências que permite avaliar para cada solução o valor das tensões, trânsito de potência nas linhas e nos transformadores e as intensidades de corrente nos ramos. Para além desta análise ela avalia ainda as violações das condições de complexidade previamente definidas pelos produtores nas suas propostas de venda apresentadas no *pool*, bem como o benefício social líquido da solução encontrada, a proximidade da solução ao despacho provisório publicado pelo Operador de Mercado (no intuito de que uma boa solução deverá implicar um pequeno afastamento face aos resultados provisórios do Operador de Mercado) e ainda um sobrecurso, definido como o custo associado ao despacho de unidades de produção não contempladas no despacho horário provisório.

4.5.3. Formulação matemática do problema

A formulação matemática deste problema de optimização corresponde à formulação matemática do leilão multiperíodo (já anteriormente apresentada em 4.3.2) considerando, para além das restrições operacionais/económicas dos produtores declaradas ao mercado sob a forma de condições de complexidade, as restrições físicas da rede de transporte de energia eléctrica (restrições de segurança), tal como seguidamente se apresenta.

$$\max \quad \sum_{t=1}^{24} \left[\sum_{i=1}^{N_D} \lambda_{Di} \cdot P_{Di} - \sum_{j=1}^{N_G} \lambda_{Gj} \cdot P_{Gj} \right] \quad (4.21)$$

$$\text{sujeito a} \quad 0 \leq P_{Dit} \leq P_{Dit}^{max}, \quad \forall i, t \quad (4.22)$$

$$0 \leq P_{Gjt} \leq P_{Gjt}^{max}, \quad \forall j, t \quad (4.23)$$

$$\sum_{i \in n} P_{Dit} \in \Delta_{Dn}, \quad \forall n, t \quad (4.24)$$

$$u_{mt} \cdot P_{Gm}^{\min} \leq \sum_{j \in m} P_{Gjt} \leq u_{mt} \cdot P_{Gm}^{\max}, \forall j, t, m \quad (4.25)$$

$$P_{Gjt+1} - P_{Gjt} \leq R_{Gm}^{Subir}, \forall j, t \quad (4.26)$$

$$P_{Gjt} - P_{Gjt+1} \leq R_{Gm}^{baixar}, \forall j, t \quad (4.27)$$

$$P_{Gjt} \cdot u_{mt} \geq p_{Gjt}^{\min}, \forall j, t \quad (4.28)$$

$$\sum_{t=1}^{24} \left[\sum_{i=1}^{N_G} \lambda_{Gjt} \cdot P_{Gjt} \right] \geq rent_{\min j}, \forall j, t \quad (4.29)$$

$$\sum_{j=1}^{N_G} P_{Gjt} = \sum_{i=1}^{N_D} P_{Dit}, \forall t \quad (4.30)$$

$$-P_{ij}^{\max} \leq P_{ijt} \leq P_{ij}^{\max}, \forall i, j, t \quad (4.31)$$

$$-Q_{ij}^{\max} \leq Q_{ijt} \leq Q_{ij}^{\max}, \forall i, j, t \quad (4.32)$$

$$-P_T^{\max} \leq P_{Tt} \leq P_T^{\max}, \forall T, t \quad (4.33)$$

$$-Q_T^{\max} \leq Q_{Tt} \leq Q_T^{\max}, \forall T, t \quad (4.34)$$

$$V_i^{\min} \leq V_{it} \leq V_i^{\max}, \forall i, t \quad (4.35)$$

Sendo,

P_{ijt}	trânsito de potência activa na linha que interliga os nós i e j na hora t, em MW;
Q_{ijt}	trânsito de potência reactiva na linha que interliga os nós i e j na hora t, em Mvar;
P_{Tt}	trânsito de potência activa no transformador T na hora t, em MW;
Q_{Tt}	trânsito de potência reactiva no transformador T na hora t, em Mvar;
V_{it}	módulo da tensão no nó i na hora t, em p.u.;
$P_{ij}^{\max}$	limite superior do trânsito de potência activa na linha que interliga os nós i e j, em MW;
$Q_{ij}^{\max}$	limite superior do trânsito de potência reactiva na linha que interliga os nós i e j, em Mvar;
$P_T^{\max}$	limite superior do trânsito de potência activa no transformador T, em MW;
$Q_T^{\max}$	limite superior do trânsito de potência reactiva no transformador T, em Mvar;
$V_i^{\min}$	limite inferior do módulo da tensão no nó i, em p.u.;
$V_i^{\max}$	limite superior do módulo da tensão no nó i, em p.u..

Toda a restante notação é semelhante à utilizada na descrição do leilão multiperíodo.

Nesta formulação, as restrições de segurança apresentadas correspondem a:

- limites dos trânsitos de potência activa nas linhas eléctricas do sistema (4.31);
- limites dos trânsitos de potência reactiva nas linhas eléctricas do sistema (4.32);
- limites dos trânsitos de potência activa nos transformadores do sistema (4.33);
- limites dos trânsitos de potência reactiva nos transformadores do sistema (4.34);
- limites dos módulos das tensões nos barramentos do sistema (4.35);

4.5.4. Algoritmo

Tendo em conta os objectivos definidos em 4.5.2 no que respeita à avaliação das alternativas encontradas ao longo do processo de pesquisa, a formulação matemática da função de aceitação no presente algoritmo é a que seguidamente se apresenta:

$$F(x) = \quad (4.36)$$

$$= f_1(V_{it}) + \quad (4.37)$$

$$+ f_2(V_{it}) + \quad (4.38)$$

$$+ \sum_{\forall T,t} (|P_{Tt}| - P_T^{máx}) \times f_3(P_{Tt}) + \quad (4.39)$$

$$+ \sum_{\forall T,t} (|Q_{Tt}| - Q_T^{máx}) \times f_4(Q_{Tt}) + \quad (4.40)$$

$$+ \sum_{\forall linhas,t} (|P_{ijt}| - P_{ij}^{máx}) \times f_5(P_{ij}) + \quad (4.41)$$

$$+ \sum_{\forall linhas,t} (|Q_{ijt}| - Q_{ij}^{máx}) \times f_6(Q_{ij}) + \quad (4.42)$$

$$+ \sum_{\forall j,t} (P_{Gmt} - P_{Gjt}^{máx}) \times f_7(P_{Gjt}) + \quad (4.43)$$

$$+ \sum_{\forall j,t} (P_{Gm}^{\min} - P_{Gmt}) \times f_8(P_{Gjt}) + \quad (4.44)$$

$$+ \left[\sum_{\forall j,t} (\lambda_{Gjt} \cdot P_{Gmt}) - rent_{\min j} \right] \times f_9(\lambda_{Gjt} \cdot P_{Gj}) + \quad (4.45)$$

$$+ \left[\sum_{\forall j,t} (P_{Gmt+1} - P_{Gmt}) - R_{Gm}^{subir} \right] \times f_{10}(P_{Gmt+1} - P_{Gmt}) + \quad (4.46)$$

$$+ \left[\sum_{\forall j,t} (P_{Gmt} - P_{Gmt+1}) - R_{Gm}^{baixar} \right] \times f_{11}(P_{Gmt} - P_{Gmt+1}) + \quad (4.47)$$

$$+ \left[\sum_{\forall j,t} \lambda_{Gmt} \cdot P_{Gmt} - \sum_{\forall j,t_0} \lambda_{Gmt_0} \cdot P_{Gmt_0} \right] \times f_{12}(\lambda_{Gm} \cdot P_{Gm}) + \quad (4.48)$$

$$+ \left[\sum_{\forall j,t} |P_{Gmt} - P_{Gmt_0}| \right] + \quad (4.49)$$

$$+ \left[\sum_{\forall j,t} \lambda_{Gmt} \cdot P_{Gmt} \right] \times f_{13}(P_{Gmt_0}) \quad (4.50)$$

Sendo,

$$f_1 = \begin{cases} 0 & \text{se, } V_{i,t} \leq V_i^{máx} \\ k_1 & \text{se, } V_{i,t} > V_i^{máx} \end{cases}; \quad f_2 = \begin{cases} 0 & \text{se, } V_{i,t} \geq V_i^{\min} \\ k_2 & \text{se, } V_{i,t} < V_i^{\min} \end{cases}; \quad f_3 = \begin{cases} 0 & \text{se, } |P_{T,t}| \leq P_T^{máx} \\ k_3 & \text{se, } |P_{T,t}| > P_T^{máx} \end{cases};$$

$$f_4 = \begin{cases} 0 & \text{se, } |Q_{T,t}| \leq Q_T^{máx} \\ k_4 & \text{se, } |Q_{T,t}| > Q_T^{máx} \end{cases}; \quad f_5 = \begin{cases} 0 & \text{se, } |P_{ijt}| \leq P_{ij}^{máx} \\ k_5 & \text{se, } |P_{ijt}| > P_{ij}^{máx} \end{cases}; \quad f_6 = \begin{cases} 0 & \text{se, } |Q_{ijt}| \leq Q_{ij}^{máx} \\ k_6 & \text{se, } |Q_{ijt}| > Q_{ij}^{máx} \end{cases};$$

$$\begin{aligned}
 f_7 &= \begin{cases} k_7 & \text{se, } P_{Gmt} > P_{Gjt}^{máx} \\ 0 & \text{se, } P_{Gmt} \leq P_{Gjt}^{máx} \end{cases}; & f_8 &= \begin{cases} k_8 & \text{se, } P_{Gmt} < P_{Gm}^{\min} \\ 0 & \text{se, } P_{Gmt} \geq P_{Gm}^{\min} \end{cases} & f_9 &= \begin{cases} 0 & \text{se, } \sum_{\forall j,t} \lambda_{Gjt} \cdot P_{Gmt} \geq \text{rent}_{\min} \\ k_9 & \text{se, } \sum_{\forall j,t} \lambda_{Gjt} \cdot P_{Gmt} < \text{rent}_{\min} \end{cases}; \\
 f_{10} &= \begin{cases} 0 & \text{se, } (P_{Gmt+1} - P_{Gmt}) \leq R_{Gm}^{subir} \\ k_{10} & \text{se, } (P_{Gmt+1} - P_{Gmt}) > R_{Gm}^{subir} \end{cases}; & f_{11} &= \begin{cases} 0 & \text{se, } (P_{Gmt} - P_{Gmt+1}) \leq R_{Gm}^{baixar} \\ k_{11} & \text{se, } (P_{Gmt} - P_{Gmt+1}) > R_{Gm}^{baixar} \end{cases}; \\
 f_{12} &= \begin{cases} k_{12} & \text{se, } \sum_{\forall j,t} \lambda_{Gjt} \cdot P_{Gmt} > \sum_{\forall j,t_0} \lambda_{Gjt_0} \cdot P_{Gmt_0} \\ 0 & \text{se, } \sum_{\forall j,t} \lambda_{Gjt} \cdot P_{Gmt} \leq \sum_{\forall j,t_0} \lambda_{Gjt_0} \cdot P_{Gmt_0} \end{cases}; & f_{13} &= \begin{cases} 0 & \text{se, } P_{Gmt_0} > 0 \\ k_{13} & \text{se, } P_{Gmt_0} = 0 \end{cases}
 \end{aligned}$$

$$k_i > 0, \quad i = 1, \dots, 13$$

Na formulação da função de aceitação anteriormente descrita, as diferentes expressões apresentadas correspondem a:

- uma penalização, k_1 , se o módulo da tensão no nó i e na hora t for superior ao valor a $V_i^{máx}$ (4.37);
- uma penalização, k_2 , se o módulo da tensão no nó i e na hora t for inferior a $V_i^{\min}$ (4.38);
- uma penalização, $\sum_{\forall T,t} (|P_{Tt}| - P_T^{máx}) \times k_3$, se trânsito de potência activa no transformador T na hora t for superior a $P_T^{máx}$ (4.39);
- uma penalização, $\sum_{\forall T,t} (|Q_{Tt}| - Q_T^{máx}) \times k_4$, se trânsito de potência reactiva no transformador T na hora t for superior a $Q_T^{máx}$ (4.40);
- uma penalização, $\sum_{\forall linhas,t} (|P_{ijt}| - P_{ij}^{máx}) \times k_5$, se trânsito de potência activa na linha que interliga os nós i e j na hora t for superior a $P_{ij}^{máx}$ (4.41);
- uma penalização, $\sum_{\forall linhas,t} (|Q_{ijt}| - Q_{ij}^{máx}) \times k_6$, se trânsito de potência reactiva na linha que interliga os nós i e j na hora t for superior a $Q_{ij}^{máx}$ (4.42);
- uma penalização, $\sum_{\forall j,t} (P_{Gmt} - P_{Gjt}^{máx}) \times k_7$, se a potência produzida pelo produtor m na hora t for superior a $P_{Gj}^{máx}$ (4.43);
- uma penalização, $\sum_{\forall j,t} (P_{Gm}^{\min} - P_{Gmt}) \times k_8$, se a potência produzida pelo produtor m na hora t for inferior a $P_{Gm}^{\min}$ (4.44);
- uma penalização, $\left[\sum_{\forall j,t} (\lambda_{Gjt} \cdot P_{Gmt}) - \text{rent}_{\min j} \right] \times k_9$, se a rentabilidade do gerador m no horizonte de programação for inferior a $\text{rent}_{\min j}$ (4.45);
- uma penalização, $\left[\sum_{\forall j,t} (P_{Gmt+1} - P_{Gmt}) - R_{Gm}^{subir} \right] \times k_{10}$, se a rampa de subida de potência do gerador m entre as horas t e $t+1$ for superior a R_{Gm}^{subir} (4.46);

- uma penalização, $\left[\sum_{\forall j,t} (P_{Gmt} - P_{Gmt+1}) - R_{Gm}^{baixar} \right] \times k_{11}$, se a rampa de descida de potência do gerador m entre as horas t e t+1 for superior a R_{Gm}^{baixar} (4.47);
- uma penalização, $\left[\sum_{\forall j,t} \lambda_{Gmt} \cdot P_{Gmt} - \sum_{\forall j,t_0} \lambda_{Gmt_0} \cdot P_{Gmt_0} \right] \times k_{12}$, se o custo de produção da actual solução for superior ao custo de produção do despacho horário provisório (4.48);
- uma penalização, $\left[\sum_{\forall j,t} |P_{Gmt} - P_{Gmt_0}| \right]$, se o despacho do produtor m na hora t diferir do despacho de produção provisório (4.49);
- uma penalização, $\left[\sum_{\forall j,t} \lambda_{Gmt} \cdot P_{Gmt} \right] \times k_{13}$, se a solução actual considera um produtor não contemplado no despacho de produção provisório (4.50)

Na figura 4.7 é apresentado o algoritmo implementado correspondente à aplicação da metaheurística *Simulated Annealing* a este problema.

1. Determinar as propostas de compra e venda aceites pelo *pool* em cada hora do período de programação e respectivos despachos horários provisórios (módulo Operador de Mercado);
2. Realizar um estudo de trânsito de potências (módulo Operador de Sistema) para cada período;
3. Início *Simulated Annealing*
 - 3.i. Fixar os parâmetros de controlo:
 - temperatura inicial, T_0 (valor máximo);
 - temperatura final, T_f (valor mínimo);
 - factor de arrefecimento, $\beta \in [0;1]$;
 - comprimento do patamar L ;
 - número máximo de soluções de pior qualidade, $W_{\max}$;
 - número máximo de soluções sem melhoria significativa, $M_{\max}$;
 - 3.ii. Considerar a solução inicial identificada no ponto 1 como solução corrente (x^{corrente}) e como solução óptima corrente ($x^{\text{óptimo}}$). Cada solução é caracterizada por todos os despachos horários de produção do período de programação diário e respectivos preços das propostas de venda de electricidade;
 - 3.iii. Caracterizar a qualidade da solução corrente calculando o valor da função de aceitação (F^{corrente}) por intermédio da expressão (4.36).

$$F^{\text{óptimo}} \leftarrow F^{\text{corrente}}$$

$$x^{\text{óptimo}} \leftarrow x^{\text{corrente}}$$
 inicializar contadores:
 - $niter \leftarrow 1$; contador do número de iterações;
 - $contapior \leftarrow 0$; contador de soluções de pior qualidade;
 - $temp \leftarrow T_0$; inicialização do parâmetro temperatura na temperatura inicial;
 - $melhor \leftarrow 0$; contador de soluções sem melhoria significativa;
 - 3.iv. Identificar na vizinhança uma solução corrente x_n . A identificação desta solução é precedida pela identificação da(s) violação(ões) da(s) restrição(ões). Assim, no caso, por exemplo, da violação da condição de máxima rampa de variação de potência (nas horas t e $t+1$ ou $t-1$) é seleccionada a unidade de produção em que se verificou a referida violação, bem como uma outra de forma aleatória. Em cada hora de programação uma das unidades de produção seleccionada verificará um aumento de produção, ao passo que a outra sentirá uma redução (por forma a manter o equilíbrio entre a produção e o consumo em cada hora do período de programação). A quantidade, incremento/decremento, de produção anteriormente referido é função da amplitude da violação da restrição. Para todas as restantes violações o processo de identificação da solução na vizinhança processa-se de forma análoga.
 - 3.v. Executar para esta nova solução x_n um estudo de trânsito de potências para cada período e calcular o valor da função de aceitação $F(x_n)$.
 - 3.vi. Actualizar os valores da solução óptima e da solução corrente, considerando:

se $(F(x_n) \leq F(x^{\text{óptimo}}))$ então

$$x^{\text{corrente}} \leftarrow x_n$$

$$x^{\text{óptimo}} \leftarrow x_n$$

se $(F(x^{\text{óptimo}}) - F(x_n)) \leq k \times F(x^{\text{óptimo}})$ então

$$melhor \leftarrow melhor + 1$$

senão,

$$melhor \leftarrow 0$$

fimse

senão,

obter um número aleatório $p \in [0;1]$

$$\text{calcular a probabilidade de aceitação, } p(n) = e^{\left(\frac{F(x^{\text{corrente}}) - F(x_n)}{k \times T(n)} \right)}$$

se $p \leq p(n)$ então

$$x^{\text{corrente}} \leftarrow x_n$$

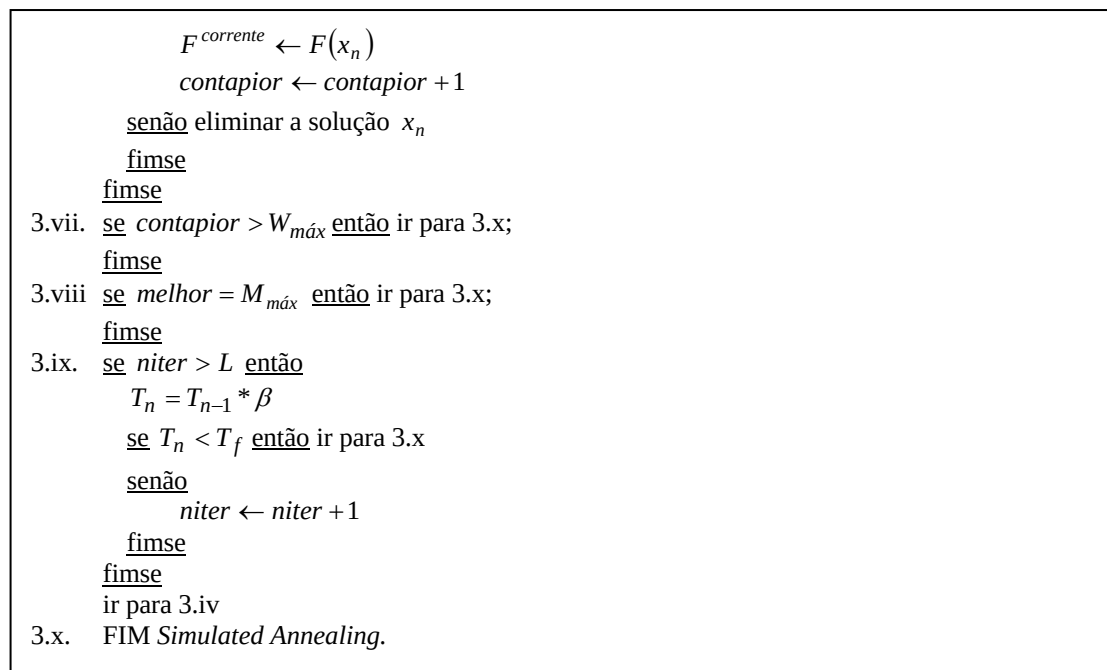


Figura 4.7: Algoritmo implementado.

4.6. Interface com o utilizador

O interface com o utilizador foi desenvolvido de forma a ser o mais amigável possível. Este encontra-se programado em *Visual Basic*, sendo o seu ambiente de trabalho o *Microsoft Excel*. A figura 4.8 ilustra a página de apresentação da aplicação desenvolvida.

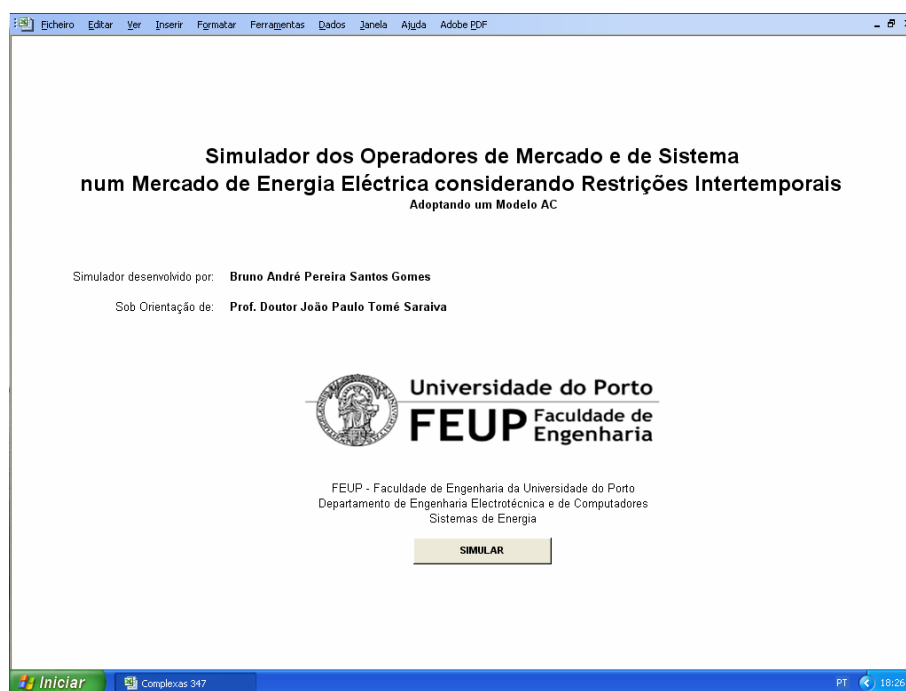


Figura 4.8: Folha de apresentação do software desenvolvido.

Seleccionando “SIMULAR” na folha de apresentação, o utilizador terá acesso à folha “Opções do Simulador”, figura 4.9. Nesta folha o utilizador é confrontado com a possibilidade de escolher uma aplicação de entre um conjunto de aplicações computacionais distintas, nomeadamente:

- simulação do Operador de Mercado – formulação monopériodo;
- simulação do Operador de Mercado – formulação multiperíodo;
- simulação dos Operadores de Mercado e de Sistema – formulação monopériodo;
- simulação dos Operadores de Mercado e de Sistema – formulação multiperíodo;
- simulação dos Operadores de Mercado e de Sistema – formulação multiperíodo e resolução das condições de complexidade e restrições de rede mediante a utilização da metaheurística *Simulated Annealing*.

Na eventualidade do utilizador pretender efectuar uma simulação dos Operadores de Mercado e de Sistema (tanto na formulação monopériodo como na formulação multiperíodo), este poderá ainda definir as opções do trânsito de potência – *Newton Raphson*, nomeadamente:

- critério de convergência;
- número máximo de iterações;
- potência de base.

É também nesta folha que a aplicação desenvolvida apresenta ao utilizador a possibilidade de escolha da forma de visualização de resultados, nomeadamente:

- resultados do Operador de Mercado;
- resultados do Operador de Sistema (apenas disponível para as simulações dos Operadores de Mercado e de Sistema);
- resumo dos resultados dos Operadores de Mercado e de Sistema (opção apenas disponível para a simulação dos Operadores de Mercado e de Sistema – formulação multiperíodo).

Figura 4.9: Folha “Opções do Simulador” do software desenvolvido.

Seleccionando uma qualquer das opções de simulação (Operador de Mercado ou Operador de Mercado e de Sistema) será ainda solicitado ao utilizador a especificação do ficheiro de dados (ficheiro .xls - EXCEL), tal como ilustrado na figura 4.10. Este ficheiro deverá incluir todos os dados mencionados nos sub-capítulos anteriores. No caso do utilizador ter optado pela formulação monopériodo, esse

mesmo ficheiro deverá possuir um formato idêntico ao da formulação multiperíodo, porém especificando propostas de compra e venda de electricidade para um único período horário. Também neste caso e como seria de esperar, esse mesmo ficheiro não deverá conter qualquer especificação de condições de complexidade.

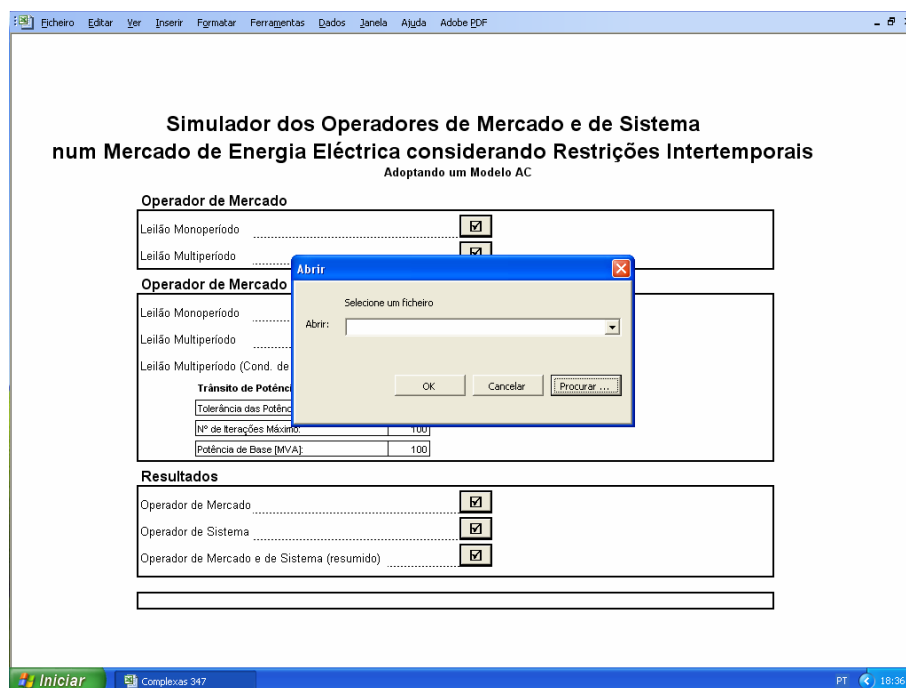


Figura 4.10: Folha “Opções do Simulador”: selecção do ficheiro de dados.

5. Casos de estudo

5.1. Dados da rede

O simulador dos Operadores de Mercado, de Sistema e de resolução das condições de complexidade e de restrições de rede em mercados de electricidade foi testado utilizando um sistema baseado no IEEE Reliability Test System – RTS – (Task Force 1979), cujo esquema unifilar é apresentado na figura 5.1.

O sistema eléctrico é constituído por 24 barramentos, 38 ramos (32 linhas aéreas, um cabo e 5 transformadores), 10 nós produtores e 19 centros consumidores. Como se poderá verificar por intermédio do esquema unifilar apresentado na figura 5.1, o sistema RTS original dispunha apenas de 17 nós consumidores. O sistema agora utilizado incorpora mais dois de modo a aumentar o número de propostas de compra e assim melhor representar uma situação real, flexibilizando os resultados dos Operadores de Mercado e de Sistema.

Nas tabelas 5.1, 5.2, 5.3 e 5.4 são apresentados os dados completos do sistema incluindo os limites dos módulos das tensões, as características das linhas e dos transformadores e os limites dos geradores. Também pelos motivos anteriormente apresentados, os limites máximos de produção dos geradores 1 e 6 foram alterados face ao original, tomando agora os valores de 400 MW e 180 MW, respectivamente. Igual procedimento foi também realizado para os limites térmicos das linhas. Assim sendo, os limites originais de 175 MW/Mvar e 500MW/Mvar foram alterados para 150 MW/Mvar e 320 MW/Mvar, respectivamente.

Deve-se também referir que apesar do simulador desenvolvido visar o funcionamento dos mercados de electricidade, nomeadamente, no que respeita à resolução das condições de complexidade/restrições de rede que afectam o funcionamento desses mesmos mercados em todo o período diário de programação, os resultados apresentados nas secções seguintes tomarão por base a hipótese de 4 horas de programação diária apenas. Na verdade, esta simplificação em nada comprometerá a qualidade dos resultados obtidos, uma vez que do ponto de vista técnico constitui uma situação suficientemente complexa, tornando porém mais simples o tratamento e consequente análise de resultados.

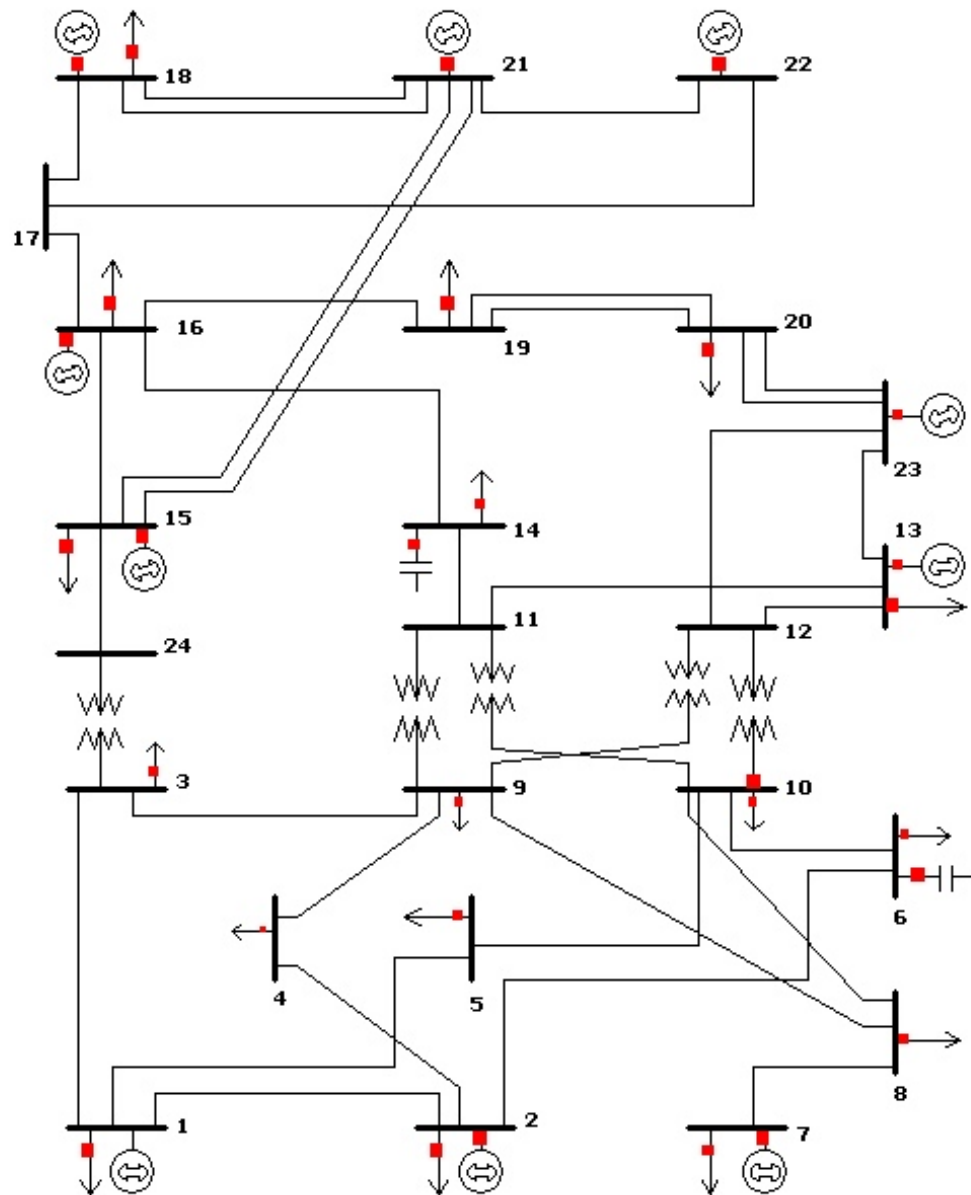


Figura 5.1: Esquema unifilar da rede de teste de 24 nós do IEEE.

Tabela 5.1: Dados dos 24 barramentos da rede de teste.

Nó	$V_{\min}$ [p.u.]	$V_{\max}$ [p.u.]	V_{sp} [p.u.]	Ang_{sp} [rad]	Tipo	Y_{shb} [p.u.]
1	0,92	1,10	1,03	0	Ref	0
2	0,92	1,10	1,03	0	PV	0
3	0,92	1,10	1,00	0	PQ	0
4	0,92	1,10	1,00	0	PQ	0
5	0,92	1,10	1,00	0	PQ	0
6	0,92	1,10	1,00	0	PQ	-1
7	0,92	1,10	1,03	0	PV	0
8	0,92	1,10	1,00	0	PQ	0
9	0,92	1,10	1,00	0	PQ	0
10	0,92	1,10	1,00	0	PQ	0
11	0,92	1,10	1,00	0	PQ	0
12	0,92	1,10	1,00	0	PQ	0
13	0,92	1,10	1,03	0	PV	0
14	0,92	1,10	1,00	0	PQ	2
15	0,92	1,10	1,00	0	PQ	0
16	0,92	1,10	1,03	0	PV	0
17	0,92	1,10	1,00	0	PQ	0
18	0,92	1,10	1,03	0	PV	0
19	0,92	1,10	1,00	0	PQ	0
20	0,92	1,10	1,00	0	PQ	0
21	0,92	1,10	1,03	0	PV	0
22	0,92	1,10	1,03	0	PV	0
23	0,92	1,10	1,03	0	PV	0
24	0,92	1,10	1,00	0	PQ	0

Tabela 5.2: Características dos centros produtores.

Produtor	Nó	$P_{g\min}$ [MW]	$P_{g\max}$ [MW]	$Q_{g\min}$ [Mvar]	$Q_{g\max}$ [Mvar]
1	1	0	400	-50	80
2	2	0	192	-50	80
3	7	0	300	0	180
4	13	0	591	0	240
5	15	0	215	-50	110
6	16	0	180	-50	80
7	18	0	400	-50	200
8	21	0	400	-50	200
9	22	0	300	-60	96
10	23	0	660	-125	310

Tabela 5.3: Características dos cinco transformadores da rede.

Trans.	Nó p	Nó s	S [MVA]	xt [p.u.]	a [p.u.]	b [MW]
1	3	24	255	0,0839	1,00	0,00
2	9	11	255	0,0839	1,00	0,00
3	9	12	255	0,0839	1,00	0,00
4	10	11	255	0,0839	1,00	0,00
5	10	12	255	0,0839	1,00	0,00

Tabela 5.4: Características das 33 linhas da rede.

Ramo	Nó i	Nó j	R_{ij} [p.u.]	X_{ij} [p.u.]	$Y_{shij}/2$ [p.u.]	$P_{ijm\acute{a}x}$ [MW]	$Q_{ijm\acute{a}x}$ [Mvar]
1	1	2	0,00260	0,01390	0,23055	150	150
2	1	3	0,05460	0,21120	0,02860	150	150
3	1	5	0,02180	0,08450	0,01145	150	150
4	2	4	0,03280	0,12670	0,01715	150	150
5	2	6	0,04970	0,19200	0,02600	150	150
6	3	9	0,03080	0,11900	0,01610	150	150
7	4	9	0,02680	0,10370	0,01405	150	150
8	5	10	0,02280	0,08830	0,01195	150	150
9	6	10	0,01390	0,06050	1,22950	150	150
10	7	8	0,01590	0,06140	0,00830	150	150
11	8	9	0,04270	0,16510	0,02235	150	150
12	8	10	0,04270	0,16510	0,02235	150	150
13	11	13	0,00610	0,04760	0,04995	320	320
14	11	14	0,00540	0,04180	0,04395	320	320
15	12	13	0,00610	0,04760	0,04995	320	320
16	12	23	0,01240	0,09660	0,10150	320	320
17	13	23	0,01110	0,08650	0,09090	320	320
18	14	16	0,00500	0,03890	0,04090	320	320
19	15	16	0,00220	0,01730	0,01820	320	320
20	15	21	0,00630	0,04900	0,05150	320	320
21	15	21	0,00630	0,04900	0,05150	320	320
22	15	24	0,00670	0,05190	0,05455	320	320
23	16	17	0,00330	0,02590	0,02725	320	320
24	16	19	0,00300	0,02310	0,02425	320	320
25	17	18	0,00180	0,01440	0,01515	320	320
26	17	22	0,01350	0,10530	0,11060	320	320
27	18	21	0,00330	0,02590	0,02725	320	320
28	18	21	0,00330	0,02590	0,02725	320	320
29	19	20	0,00510	0,03960	0,04165	320	320
30	19	20	0,00510	0,03960	0,04165	320	320
31	20	23	0,00280	0,02160	0,02275	320	320
32	20	23	0,00280	0,02160	0,02275	320	320
33	21	22	0,00870	0,06780	0,07120	320	320

5.2. Caso de estudo 1

5.2.1. Propostas de compra/venda de electricidade e contratos bilaterais

Nas tabelas 5.5, 5.6 e 5.7 são apresentados os valores das propostas de compra e venda de electricidade (e respectivas condições de complexidade) para cada hora do período de programação, bem como os dados referentes aos contratos bilaterais, os quais são considerados como iguais para todas as horas do período de programação.

Tabela 5.5: Características das propostas de compra de electricidade.

Prop.	Cons.	Nó	Período 1		Período 2		Período 3		Período 4	
			P _{ck} [MW.h]	Preço [c€/MW.h]	P _{ck} [MW.h]	Preço [c€/MW.h]	P _{ck} [MW.h]	Preço [c€/MW.h]	P _{ck} [MW.h]	Preço [c€/MW.h]
1	1	1	105	2,95	108	2,95	115	2,95	100	2,95
2	2	2	95	2,90	95	2,90	97	2,90	97	2,90
3	3	3	160	2,80	150	2,80	150	2,80	150	2,80
4	4	4	65	2,75	72	2,75	74	2,75	74	2,75
5	5	5	75	2,70	65	2,70	70	2,70	65	2,70
6	6	6	124	2,65	124	2,65	126	2,65	126	2,65
7	7	7	115	2,60	115	2,60	115	2,60	115	2,60
8	8	8	150	2,55	150	2,55	140	2,55	151	2,55
9	9	9	180	2,50	170	2,50	175	2,50	180	2,50
10	10	10	185	2,45	195	2,45	195	2,45	215	2,45
11	11	11	75	1,70	75	1,70	70	1,70	75	1,70
12	12	12	85	1,50	68	1,50	75	1,50	70	1,50
13	13	13	265	2,40	265	2,40	270	2,40	265	2,40
14	14	14	200	2,35	197	2,35	215	2,35	250	2,35
15	15	15	320	2,30	317	2,30	317	2,30	310	2,30
16	16	16	105	2,25	120	2,25	120	2,25	120	2,25
17	17	17	0	0,00	0	0,00	0	0,00	0	0,00
18	18	18	270	2,20	256	2,20	263	2,20	250	2,20
19	19	19	153	2,15	150	2,15	146	2,15	150	2,15
20	20	20	130	2,10	115	2,10	135	2,10	137	2,10
21	21	21	0	0,00	0	0,00	0	0,00	0	0,00
22	22	22	0	0,00	0	0,00	0	0,00	0	0,00
23	23	23	0	0,00	0	0,00	0	0,00	0	0,00
24	24	24	0	0,00	0	0,00	0	0,00	0	0,00

Tabela 5.6: Características dos contratos bilaterais.

Contrato	Nó produtor	Nó consumidor	P _{ii} [MW]	Q _{ii} [MW]
1	2	6	10	5
2	7	3	30	15
3	7	7	10	5
4	7	18	20	10
5	18	18	50	25
6	22	8	20	10
7	22	19	40	20

Tabela 5.7: Características das propostas de venda de electricidade.

Nº Proposta	Produtor	Nó	Dados gerais								Condições de complexidade						
			Período 1		Período 2		Período 3		Período 4		Rent. mínima [c€]	Cond. de indivisibilidade				Rampa subida [MW/h]	Rampa descida [MW/h]
			P _{gk} [MW.h]	Preço [c€/MW.h]	P _{gk} [MW.h]	Preço [c€/MW.h]	P _{gk} [MW.h]	Preço [c€/MW.h]	P _{gk} [MW.h]	Preço [c€/MW.h]		P1 [MW.h]	P2 [MW.h]	P3 [MW.h]	P4 [MW.h]		
1	1	1	205	2,00	195	2,00	195	2,00	200	2,00	636	636,0	41,0	37,1	27,3	24,0	30,0
2	2	2	170	1,75	185	1,80	175	1,75	190	1,75	381	380,8	32,3	37,0	35,0	38,0	30,0
3	3	7	190	0,80	164	0,80	178	0,80	180	0,80	199	199,4	28,5	24,6	35,6	36,0	40,0
4	4	13	495	0,70	455	0,70	493	0,70	486	0,70	365	364,6	89,1	91,0	78,9	53,5	60,0
5	5	15	155	0,83	140	0,83	130	0,83	160	0,83	189	189,4	31,0	23,8	26,0	32,0	50,0
6	6	16	135	0,80	145	0,75	145	0,80	160	0,80	170	170,5	27,0	29,0	29,0	22,4	25,0
7	7	18	300	0,30	310	0,30	300	0,30	300	0,30	105	105,3	27,0	31,0	57,0	60,0	45,0
8	8	21	340	0,30	362	0,25	382	0,30	375	0,30	138	138,5	68,0	72,4	76,4	63,8	40,0
9	9	22	188	0,10	172	0,00	190	0,10	205	0,10	23	22,7	37,6	31,0	38,0	41,0	35,0
10	10	23	590	0,75	555	0,75	595	0,75	580	0,75	696	696,0	88,5	111,0	119,0	116,0	60,0

5.2.2. Resultados dos Operadores de Mercado e de Sistema

Recebidas as propostas de compra e venda de electricidade para cada período do horizonte de programação, o Operador de Mercado inicia o processo de construção das curvas agregadas de compra e venda de electricidade com vista à implementação do algoritmo simples (não considerando as condições de complexidade) de encontro das propostas, para assim determinar a quantidade de electricidade negociada em cada período horário, bem como o correspondente preço de mercado.

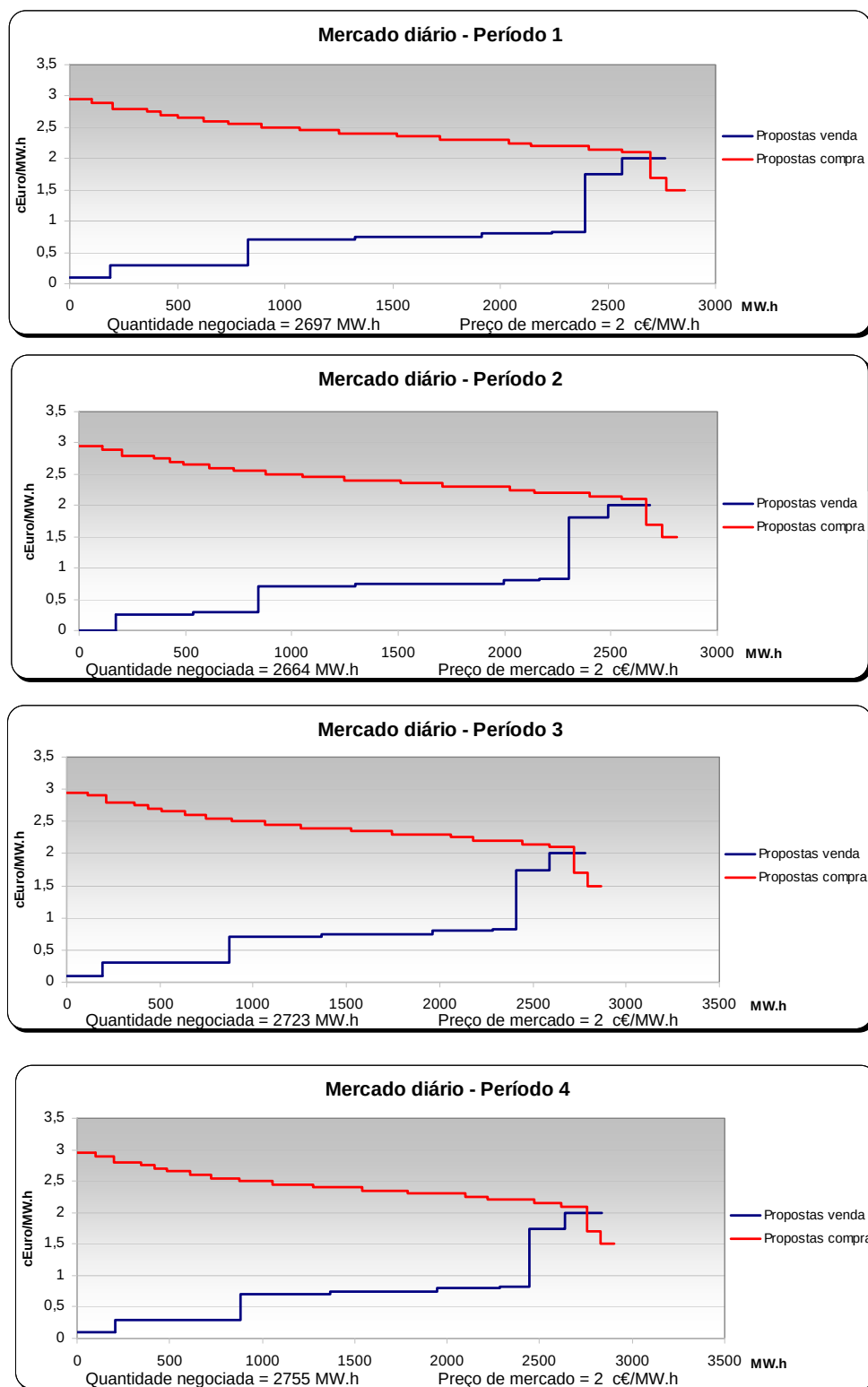


Figura 5.2: Curvas agregadas das propostas de compra e venda de electricidade para cada hora do período de programação.

Determinado o preço de encontro de mercado e a quantidade de energia eléctrica negociada em cada período de programação, o Operador de Mercado realiza os respectivos despachos horários de produção e carga com base nos respectivos preços apresentados ao mercado (tabelas 5.8 e 5.9).

Tabela 5.8: Despachos de produção horários ordenados por ordem crescente de preços (do primeiro período).

Proposta	Prod.	Nó	Período 1		Período 2		Período 3		Período 4	
			P _{gk} [MW.h]	Preço [c€/MW.h]	P _{gk} [MW.h]	Preço [c€/MW.h]	P _{gk} [MW.h]	Preço [c€/MW.h]	P _{gk} [MW.h]	Preço [c€/MW.h]
9	9	22	188	0,1	172	0	190	0,1	205	0,1
7	7	18	300	0,3	310	0,3	300	0,3	300	0,3
8	8	21	340	0,3	362	0,25	382	0,3	375	0,3
4	4	13	495	0,7	455	0,7	493	0,7	486	0,7
10	10	23	590	0,75	555	0,75	595	0,75	580	0,75
6	6	16	135	0,8	145	0,75	145	0,8	160	0,8
3	3	7	190	0,8	164	0,8	178	0,8	180	0,8
5	5	15	155	0,83	140	0,83	130	0,83	160	0,83
2	2	2	170	1,75	185	1,8	175	1,75	190	1,75
1	1	1	134	2	176	2	135	2	119	2
Benefício social líquido:									22617,8	

Tabela 5.9: Despachos de carga horários ordenados por ordem decrescente de preços.

Proposta	Cons	Nó	Período 1		Período 2		Período 3		Período 4	
			P _{ck} [MW.h]	Preço [c€/MW.h]	P _{ck} [MW.h]	Preço [c€/MW.h]	P _{ck} [MW.h]	Preço [c€/MW.h]	P _{ck} [MW.h]	Preço [c€/MW.h]
1	1	1	105	2,95	108	2,95	115	2,95	100	2,95
2	2	2	95	2,9	95	2,9	97	2,9	97	2,9
3	3	3	160	2,8	150	2,8	150	2,8	150	2,8
4	4	4	65	2,75	72	2,75	74	2,75	74	2,75
5	5	5	75	2,7	65	2,7	70	2,7	65	2,7
6	6	6	124	2,65	124	2,65	126	2,65	126	2,65
7	7	7	115	2,6	115	2,6	115	2,6	115	2,6
8	8	8	150	2,55	150	2,55	140	2,55	151	2,55
9	9	9	180	2,5	170	2,5	175	2,5	180	2,5
10	10	10	185	2,45	195	2,45	195	2,45	215	2,45
13	13	13	265	2,4	265	2,4	270	2,4	265	2,4
14	14	14	200	2,35	197	2,35	215	2,35	250	2,35
15	15	15	320	2,3	317	2,3	317	2,3	310	2,3
16	16	16	105	2,25	120	2,25	120	2,25	120	2,25
18	18	18	270	2,2	256	2,2	263	2,2	250	2,2
19	19	19	153	2,15	150	2,15	146	2,15	150	2,15
20	20	20	130	2,1	115	2,1	135	2,1	137	2,1
11	11	11	0	0	0	0	0	0	0	0
12	12	12	0	0	0	0	0	0	0	0

Tomando por base os resultados do Operador de Mercado e os contratos bilaterais existentes, o Operador de Sistema inicia um estudo do trânsito de potências para cada período de programação, para assim averiguar a validade técnica dos despachos horários provisórios de carga e produção publicados pelo Operador de Mercado. Os resumos dos resultados obtidos para este caso de estudo encontram-se apresentados nas tabelas 5.10, 5.11 e 5.12. No anexo A poderão ser analisados os resultados completos obtidos para este mesmo caso de estudo.

Tabela 5.10: Resumo dos resultados dos barramentos (tensões) para cada hora do período de programação.

Barramento		Período 1		Período 2		Período 3		Período 4	
Tipo	Nó	Módulo [p.u.]	Fase [°]	Módulo [p.u.]	Fase [°]	Módulo [p.u.]	Fase [°]	Módulo [p.u.]	Fase [°]
1	Ref	1,03	0,00	1,03	0,00	1,03	0,00	1,03	0,00
2	PV	1,03	0,04	1,03	-0,07	1,03	0,04	1,03	0,08
3	PQ	0,98	-0,88	0,99	-2,06	0,99	-0,25	0,98	-0,27
4	PQ	1,00	-2,14	1,00	-3,48	1,00	-2,31	0,99	-2,61
5	PQ	1,02	-2,51	1,02	-3,26	1,02	-2,40	1,02	-2,67
6	PQ	1,02	-4,62	1,02	-6,18	1,02	-4,69	1,01	-5,29
7	PV	1,03	0,98	1,03	-3,19	1,03	0,57	1,03	-0,53
8	PQ	1,00	-3,06	1,00	-6,30	1,00	-3,05	1,00	-4,20
9	PQ	1,00	-0,30	1,00	-2,24	1,00	-0,06	1,00	-0,64
10	PQ	1,03	-1,67	1,03	-3,67	1,03	-1,68	1,03	-2,47
11	PQ	1,03	4,90	1,03	2,63	1,03	5,08	1,03	4,48
12	PQ	1,01	6,28	1,01	3,86	1,01	6,48	1,01	5,88
13	PV	1,03	10,00	1,03	7,19	1,03	10,17	1,03	9,58
14	PQ	1,06	6,09	1,06	4,00	1,06	6,34	1,06	5,81
15	PQ	1,02	12,07	1,02	10,19	1,02	12,78	1,02	13,34
16	PV	1,03	11,81	1,03	9,82	1,03	12,44	1,03	12,70
17	PQ	1,03	15,13	1,03	13,34	1,03	16,05	1,03	16,56
18	PV	1,03	16,08	1,03	14,45	1,03	17,13	1,03	17,74
19	PQ	1,02	11,63	1,02	9,43	1,02	12,22	1,02	12,14
20	PQ	1,02	13,54	1,02	11,12	1,02	14,01	1,02	13,69
21	PV	1,03	16,87	1,03	15,21	1,03	18,00	1,03	18,59
22	PV	1,03	21,78	1,03	19,71	1,03	22,87	1,03	23,77
23	PV	1,03	15,32	1,03	12,69	1,03	15,77	1,03	15,32
24	PQ	1,00	7,30	1,00	5,67	1,00	7,97	1,00	8,32

Tabela 5.11: Resumo dos resultados dos trânsitos de potência nos transformadores (primário) para cada hora do período de programação.

Transf.		Período 1		Período 2		Período 3		Período 4	
Nó p	Nó s	P _{ij} [MW]	Q _{ij} [Mvar]	P _{ij} [MW]	Q _{ij} [Mvar]	P _{ij} [MW]	Q _{ij} [Mvar]	P _{ij} [MW]	Q _{ij} [Mvar]
3	24	-166,50	-3,40	-157,98	-4,77	-167,40	-2,02	-174,68	-0,54
9	11	-111,27	-28,44	-104,36	-29,48	-110,04	-27,97	-109,24	-27,89
9	12	-138,56	-6,58	-128,76	-8,55	-137,72	-6,29	-137,00	-7,03
10	11	-145,22	14,15	-139,29	12,11	-149,22	14,73	-152,83	14,65
10	12	-172,85	37,40	-163,92	34,34	-177,15	37,91	-180,77	37,08

Tabela 5.12: Resumo dos resultados dos trânsitos de potência nas linhas (emissão) para cada hora do período de programação.

Linha		Período 1		Período 2		Período 3		Período 4	
Nó i	Nó j	P _{ij} [MW]	Q _{ij} [Mvar]	P _{ij} [MW]	Q _{ij} [Mvar]	P _{ij} [MW]	Q _{ij} [Mvar]	P _{ij} [MW]	Q _{ij} [Mvar]
1	2	-5,61	-23,41	9,08	-26,15	-5,47	-23,43	-9,88	-22,60
1	3	12,37	16,12	21,52	13,27	7,19	16,85	7,52	17,15
1	5	54,79	0,04	69,89	-3,84	52,39	0,11	58,06	-0,36
2	4	35,57	16,21	52,11	13,70	38,10	16,97	42,74	16,76
2	6	43,82	-4,82	56,96	-6,54	44,44	-4,56	50,37	-4,54
3	9	-11,40	-12,71	-0,88	-14,60	-5,63	-13,21	1,96	-14,42
4	9	-29,92	2,83	-20,80	-1,31	-36,46	3,33	-31,93	2,68
5	10	-20,83	-13,95	3,89	-19,33	-18,17	-13,67	-7,63	-14,64
6	10	-91,08	-134,09	-78,56	-138,09	-92,49	-133,79	-86,82	-134,41
7	8	125,00	26,35	99,00	31,08	113,00	26,86	115,00	29,92
8	9	-27,84	3,01	-40,53	6,95	-29,85	4,35	-35,37	5,89
8	10	-19,61	-19,43	-32,10	-15,43	-19,18	-18,62	-22,76	-17,48
11	13	-193,91	27,17	-173,34	24,45	-193,60	25,80	-194,10	22,14
11	14	-62,58	-69,20	-70,32	-67,00	-65,67	-67,47	-67,97	-64,65
12	13	-143,85	-17,07	-128,91	-17,49	-142,88	-18,18	-143,24	-20,39
12	23	-167,56	7,26	-163,77	7,34	-171,99	8,13	-174,54	7,78
13	23	-111,22	9,91	-115,02	10,77	-116,93	11,21	-119,80	11,87
14	16	-262,99	122,56	-267,77	124,63	-281,09	123,74	-318,40	125,39
15	16	22,60	-43,04	34,73	-44,08	29,93	-46,67	61,90	-49,77
15	21	-178,00	11,52	-185,71	13,34	-193,13	13,86	-194,34	14,37
15	21	-178,00	11,52	-185,71	13,34	-193,13	13,86	-194,34	14,37
15	24	168,40	31,01	159,68	28,39	169,32	29,95	176,77	32,03
16	17	-232,82	33,08	-247,15	35,99	-252,40	37,40	-270,18	41,60
16	19	18,58	33,35	35,11	30,01	21,92	32,24	48,24	28,82
17	18	-120,63	15,53	-140,02	17,94	-137,64	16,87	-149,19	17,23
17	22	-113,92	9,79	-109,07	8,55	-116,79	10,36	-123,32	11,85
18	21	-55,44	4,56	-53,18	4,24	-60,48	5,28	-59,79	5,18
18	21	-55,44	4,56	-53,18	4,24	-60,48	5,28	-59,79	5,18
19	20	-87,23	0,55	-77,48	-1,19	-82,07	-0,01	-70,92	-1,90
19	20	-87,23	0,55	-77,48	-1,19	-82,07	-0,01	-70,92	-1,90
20	23	-152,61	-6,64	-135,27	-7,75	-149,90	-6,86	-139,67	-8,09
20	23	-152,61	-6,64	-135,27	-7,75	-149,90	-6,86	-139,67	-8,09
21	22	-130,92	14,98	-120,14	12,68	-129,98	14,77	-138,06	16,54

5.2.3. Resultados da resolução das condições de complexidade e restrições do sistema

Uma vez determinados os despachos horários provisórios de produção e carga e analisada as suas respectivas viabilidades técnicas, os Operadores de Mercado e Sistema avaliam a necessidade de activação do terceiro módulo do simulador, correspondente à resolução das condições de complexidade das propostas de venda e das restrições de rede. Como foi referido no capítulo 4, na aplicação computacional desenvolvida este módulo foi implementado com recurso à metaheurística *Simulated Annealing*.

Assim sendo e tendo em linha de conta os resultados dos Operadores de Mercado e Sistema anteriormente apresentados, bem como as características da rede e das propostas de venda, facilmente poderemos concluir que para o presente caso de estudo este módulo será activado, dado terem sido violadas as restrições de máxima rampa de subida e descida de potência do produtor 1, 30 e 25 MW/h, respectivamente, entre os períodos de programação 1, 2 e 3 (tabela 5.8). Nas tabelas 5.13, 5.14, 5.15 e 5.16 são apresentados os resultados finais desse processo de resolução. Uma vez que o algoritmo não

considera a hipótese de corte de carga para resolução das referidas restrições, o resultado final deste processo fica integralmente caracterizado pelos despachos horários de produção e respectivos resultados do estudo de trânsito de potências realizado pelo Operador de Sistema para a nova situação de despacho horário de produção.

Tabela 5.13: Despachos de produção horários (ordenados por ordem crescente de preços do primeiro período) obtidos após resolução das condições de complexidade.

Proposta	Prod.	Nó	Período 1		Período 2		Período 3		Período 4	
			P _{gk} [MW.h]	Preço [c€/MW.h]	P _{gk} [MW.h]	Preço [c€/MW.h]	P _{gk} [MW.h]	Preço [c€/MW.h]	P _{gk} [MW.h]	Preço [c€/MW.h]
9	9	22	187,7	0,1	172,0	0	188,0	0,1	204,4	0,1
7	7	18	297,0	0,3	310,0	0,3	298,2	0,3	298,9	0,3
8	8	21	339,5	0,3	362,0	0,25	379,8	0,3	374,2	0,3
4	4	13	494,0	0,7	455,0	0,7	492,1	0,7	484,6	0,7
10	10	23	588,4	0,75	555,0	0,75	594,0	0,75	579,2	0,75
6	6	16	132,6	0,8	145,0	0,75	142,1	0,8	159,6	0,8
3	3	7	188,4	0,8	164,0	0,8	177,7	0,8	179,3	0,8
5	5	15	154,7	0,83	140,0	0,83	128,1	0,83	159,4	0,83
2	2	2	168,7	1,75	185,0	1,8	172,1	1,75	189,5	1,75
1	1	1	146,0	2	176,0	2	151,0	2	126,0	2
Benefício social líquido:									22565,2	

Tabela 5.14: Resumo dos resultados dos barramentos (tensões) para cada hora do período de programação após resolução das condições de complexidade.

Barramento		Período 1		Período 2		Período 3		Período 4	
Nó	Tipo	Módulo [p.u.]	Fase [°]	Módulo [p.u.]	Fase [°]	Módulo [p.u.]	Fase [°]	Módulo [p.u.]	Fase [°]
1	Ref	1,03	0,00	1,03	0,00	1,03	0,00	1,03	0,00
2	PV	1,03	0,00	1,03	-0,07	1,03	-0,02	1,03	0,05
3	PQ	0,98	-1,24	0,99	-2,06	0,99	-0,70	0,98	-0,48
4	PQ	1,00	-2,36	1,00	-3,48	1,00	-2,59	0,99	-2,75
5	PQ	1,02	-2,68	1,02	-3,26	1,02	-2,60	1,02	-2,77
6	PQ	1,02	-4,89	1,02	-6,18	1,02	-5,00	1,01	-5,45
7	PV	1,03	0,49	1,03	-3,19	1,03	0,13	1,03	-0,80
8	PQ	1,00	-3,49	1,00	-6,30	1,00	-3,49	1,00	-4,45
9	PQ	1,00	-0,67	1,00	-2,24	1,00	-0,52	1,00	-0,87
10	PQ	1,03	-2,00	1,03	-3,67	1,03	-2,08	1,03	-2,67
11	PQ	1,03	4,47	1,03	2,63	1,03	4,54	1,03	4,22
12	PQ	1,01	5,86	1,01	3,86	1,01	5,96	1,01	5,63
13	PV	1,03	9,55	1,03	7,19	1,03	9,61	1,03	9,30
14	PQ	1,06	5,60	1,06	4,00	1,06	5,71	1,06	5,52
15	PQ	1,02	11,52	1,02	10,19	1,02	12,04	1,02	13,01
16	PV	1,03	11,26	1,03	9,82	1,03	11,72	1,03	12,38
17	PQ	1,03	14,56	1,03	13,34	1,03	15,28	1,03	16,22
18	PV	1,03	15,50	1,03	14,45	1,03	16,36	1,03	17,39
19	PQ	1,02	11,10	1,02	9,43	1,02	11,54	1,02	11,83
20	PQ	1,02	13,02	1,02	11,12	1,02	13,36	1,02	13,38
21	PV	1,03	16,30	1,03	15,21	1,03	17,22	1,03	18,25
22	PV	1,03	21,20	1,03	19,71	1,03	22,05	1,03	23,41
23	PV	1,03	14,81	1,03	12,69	1,03	15,13	1,03	15,01
24	PQ	1,00	6,82	1,00	5,67	1,00	7,34	1,00	8,03

Tabela 5.15: Resumo dos resultados dos trânsitos de potência nos transformadores (primário) para cada hora do período de programação após resolução das condições de complexidade.

Transf.		Período 1		Período 2		Período 3		Período 4	
Nó p	Nó s	P _{ij} [MW]	Q _{ij} [Mvar]	P _{ij} [MW]	Q _{ij} [Mvar]	P _{ij} [MW]	Q _{ij} [Mvar]	P _{ij} [MW]	Q _{ij} [Mvar]
3	24	-164,09	-4,09	-157,98	-4,77	-163,88	-2,96	-173,23	-0,96
9	11	-110,06	-28,72	-104,36	-29,48	-108,26	-28,37	-108,46	-28,07
9	12	-137,62	-6,86	-128,76	-8,55	-136,47	-6,66	-136,36	-7,22
10	11	-142,98	13,64	-139,29	12,11	-146,06	14,00	-151,44	14,30
10	12	-170,91	36,87	-163,92	34,34	-174,57	37,19	-179,53	36,72

Tabela 5.16: Resumo dos resultados dos trânsitos de potência nas linhas (emissão) para cada hora do período de programação após resolução das condições de complexidade.

Linha		Período 1		Período 2		Período 3		Período 4	
Nó i	Nó j	P _{ij} [MW]	Q _{ij} [Mvar]	P _{ij} [MW]	Q _{ij} [Mvar]	P _{ij} [MW]	Q _{ij} [Mvar]	P _{ij} [MW]	Q _{ij} [Mvar]
1	2	0,08	-24,47	9,08	-26,15	2,59	-24,94	-6,70	-23,20
1	3	15,12	15,43	21,52	13,27	10,75	15,92	9,17	16,71
1	5	58,11	-0,61	69,89	-3,84	56,37	-0,67	60,07	-0,72
2	4	37,97	15,67	52,11	13,70	40,93	16,32	44,19	16,45
2	6	45,80	-5,13	56,96	-6,54	46,74	-4,92	51,58	-4,70
3	9	-11,08	-12,80	-0,88	-14,60	-5,61	-13,25	2,16	-14,47
4	9	-27,57	2,11	-20,80	-1,31	-33,69	2,45	-30,51	2,23
5	10	-17,58	-14,89	3,89	-19,33	-14,28	-14,80	-5,68	-15,20
6	10	-89,19	-134,72	-78,56	-138,09	-90,28	-134,53	-85,67	-134,80
7	8	123,37	26,59	99,00	31,08	112,75	26,86	114,27	30,03
8	9	-28,39	3,17	-40,53	6,95	-29,68	4,26	-35,59	5,95
8	10	-20,64	-19,12	-32,10	-15,43	-19,59	-18,49	-23,25	-17,32
11	13	-193,08	27,43	-173,34	24,45	-192,80	26,27	-193,30	22,26
11	14	-59,97	-69,52	-70,32	-67,00	-61,52	-68,03	-66,60	-64,81
12	13	-142,57	-16,87	-128,91	-17,49	-141,20	-17,89	-142,22	-20,30
12	23	-165,96	7,01	-163,77	7,34	-169,84	7,79	-173,67	7,66
13	23	-110,07	9,66	-115,02	10,77	-115,34	10,84	-119,34	11,76
14	16	-260,37	122,43	-267,77	124,63	-276,91	123,48	-317,01	125,34
15	16	22,76	-42,63	34,73	-44,08	28,54	-46,44	61,45	-49,57
15	21	-177,00	11,45	-185,71	13,34	-191,58	13,54	-193,68	14,28
15	21	-177,00	11,45	-185,71	13,34	-191,58	13,54	-193,68	14,28
15	24	165,94	30,58	159,68	28,39	165,72	29,27	175,29	31,72
16	17	-231,15	32,72	-247,15	35,99	-249,61	36,76	-269,00	41,32
16	19	17,36	33,54	35,11	30,01	19,10	32,68	47,66	28,91
17	18	-119,05	15,39	-140,02	17,94	-135,73	16,79	-148,30	17,18
17	22	-113,80	9,77	-109,07	8,55	-115,87	10,15	-123,02	11,78
18	21	-56,15	4,66	-53,18	4,24	-60,43	5,27	-59,89	5,19
18	21	-56,15	4,66	-53,18	4,24	-60,43	5,27	-59,89	5,19
19	20	-87,84	0,65	-77,48	-1,19	-83,47	0,22	-71,22	-1,85
19	20	-87,84	0,65	-77,48	-1,19	-83,47	0,22	-71,22	-1,85
20	23	-153,22	-6,58	-135,27	-7,75	-151,31	-6,72	-139,96	-8,06
20	23	-153,22	-6,58	-135,27	-7,75	-151,31	-6,72	-139,96	-8,06
21	22	-130,79	14,95	-120,14	12,68	-128,95	14,55	-137,73	16,47

Os parâmetros de controlo do *Simulated Annealing* utilizados neste exemplo foram:

- número máximo de iterações para um mesmo patamar de temperatura, 180;
- temperatura inicial, 1,0;
- factor de arrefecimento, 0,95;
- número máximo de soluções de pior qualidade, 180;

Com estes parâmetros o algoritmo realizou 682 iterações tendo a temperatura diminuído até ao valor de 0,857, conseguindo-se um valor da função de aceitação de 0,821201. Em relação ao valor da função de aceitação para a solução inicial obteve-se uma melhoria de 279,1788.

Na figura 5.3 apresenta-se a evolução do valor da função de aceitação no decorrer das 682 iterações para a solução actual identificada ao longo do processo de pesquisa (linha a tracejado) e para a melhor solução encontrada (traço contínuo).

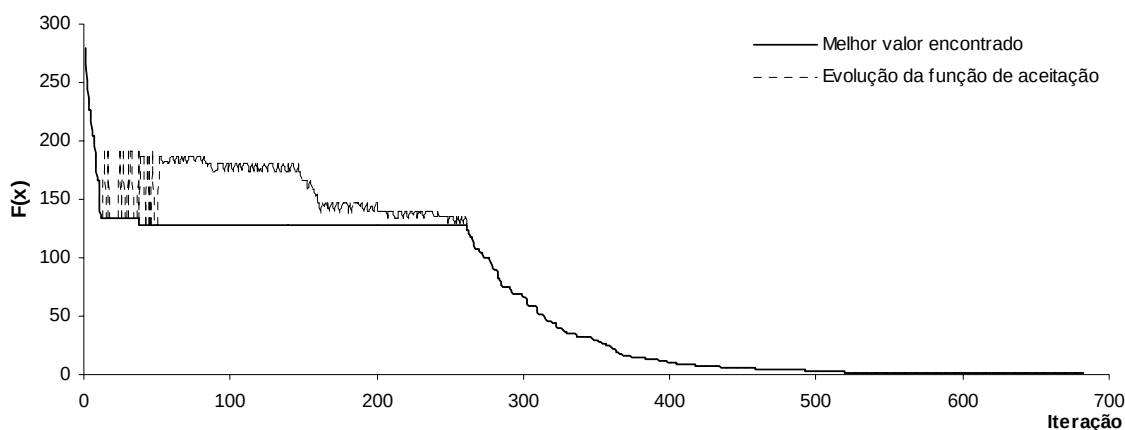


Figura 5.3: Evolução da função de aceitação para a situação actual de pesquisa (linha a tracejado) e para o melhor valor encontrado (traço contínuo).

Como seria de esperar o benefício social líquido correspondente a esta nova solução é inferior ao obtido pelo despacho horário provisório publicado pelo Operador de Mercado (tabelas 5.8 e 5.13). Tal situação constitui pois uma clara indicação de que nenhuma condição de complexidade conduzirá a melhores resultados globais do que os que existiriam se essas restrições não existissem.

5.3. Caso de estudo 2

5.3.1. Propostas de compra/venda de electricidade e contratos bilaterais

Nas tabelas 5.17 e 5.18 são apresentados os valores das propostas de compra e venda de electricidade (e respectivas condições de complexidade) para cada hora do período de programação. Para este caso de estudo foram considerados os mesmos contratos bilaterais que no caso de estudo anterior e como tal estes encontram-se descritos na tabela 5.6.

Tabela 5.17: Características das propostas de compra de electricidade.

Prop.	Cons.	Nó	Período 1		Período 2		Período 3		Período 4	
			P _{ck} [MW.h]	Preço [c€/MW.h]	P _{ck} [MW.h]	Preço [c€/MW.h]	P _{ck} [MW.h]	Preço [c€/MW.h]	P _{ck} [MW.h]	Preço [c€/MW.h]
1	1	1	105	2,95	108	2,95	115	2,95	100	2,95
2	2	2	95	2,90	95	2,90	97	2,90	97	2,90
3	3	3	160	2,80	150	2,80	150	2,80	150	2,80
4	4	4	65	2,75	72	2,75	74	2,75	74	2,75
5	5	5	75	2,70	65	2,70	70	2,70	65	2,70
6	6	6	124	2,65	124	2,65	126	2,65	126	2,65
7	7	7	115	2,60	115	2,60	115	2,60	115	2,60
8	8	8	150	2,55	150	2,55	140	2,55	151	2,55
9	9	9	180	2,50	170	2,50	175	2,50	180	2,50
10	10	10	185	2,45	195	2,45	195	2,45	215	2,45
11	11	11	75	1,70	75	1,70	70	1,70	75	1,70
12	12	12	85	1,50	68	1,50	75	1,50	70	1,50
13	13	13	265	2,40	265	2,40	270	2,40	265	2,40
14	14	14	200	2,35	197	2,35	215	2,35	265	2,35
15	15	15	320	2,30	317	2,30	317	2,30	310	2,30
16	16	16	105	2,25	120	2,25	120	2,25	120	2,25
17	17	17	0	0,00	0	0,00	0	0,00	0	0,00
18	18	18	270	2,20	256	2,20	263	2,20	250	2,20
19	19	19	153	2,15	150	2,15	146	2,15	150	2,15
20	20	20	130	2,10	115	2,10	135	2,10	137	2,10
21	21	21	0	0,00	0	0,00	0	0,00	0	0,00
22	22	22	0	0,00	0	0,00	0	0,00	0	0,00
23	23	23	0	0,00	0	0,00	0	0,00	0	0,00
24	24	24	0	0,00	0	0,00	0	0,00	0	0,00

Tabela 5.18: Características das propostas de venda de electricidade.

Nº Proposta	Produtor	Nó	Dados gerais								Condições de complexidade						
			Período 1		Período 2		Período 3		Período 4		Rent. mínima [c€]	Cond. de indivisibilidade				Rampa subida [MW/h]	Rampa descida [MW/h]
			P _{gk} [MW.h]	Preço [c€/MW.h]	P _{gk} [MW.h]	Preço [c€/MW.h]	P _{gk} [MW.h]	Preço [c€/MW.h]	P _{gk} [MW.h]	Preço [c€/MW.h]		P1 [MW.h]	P2 [MW.h]	P3 [MW.h]	P4 [MW.h]		
1	1	1	205	2,00	195	2,00	195	2,00	200	2,00	636,0	41,0	37,1	27,3	24,0	30,0	25,0
2	2	2	170	1,75	185	1,80	175	1,75	190	1,75	380,8	32,3	37,0	35,0	38,0	30,0	40,0
3	3	7	190	0,80	164	0,80	178	0,80	180	0,80	199,4	28,5	24,6	35,6	36,0	40,0	32,0
4	4	13	495	0,70	455	0,70	493	0,70	486	0,70	364,6	89,1	91,0	78,9	53,5	60,0	60,0
5	5	15	155	0,83	140	0,83	130	0,83	160	0,83	189,4	31,0	23,8	26,0	32,0	50,0	50,0
6	6	16	135	0,80	145	0,75	145	0,80	160	0,80	170,5	27,0	29,0	29,0	22,4	25,0	30,0
7	7	18	300	0,30	310	0,30	300	0,30	300	0,30	105,3	27,0	31,0	57,0	60,0	45,0	30,0
8	8	21	340	0,30	362	0,25	382	0,30	375	0,30	138,5	68,0	72,4	76,4	63,8	40,0	40,0
9	9	22	188	0,10	172	0,00	190	0,10	205	0,10	22,7	37,6	31,0	38,0	41,0	35,0	25,0
10	10	23	590	0,75	555	0,75	595	0,75	580	0,75	696,0	88,5	111,0	119,0	116,0	60,0	60,0

5.3.2. Resultados dos Operadores de Mercado e de sistema

Procedendo de igual forma ao descrito em 5.2.2, o Operador de Mercado constrói as curvas agregadas de compra e venda de electricidade e determina a quantidade de electricidade negociada em cada período horário, bem como o correspondente preço de mercado.

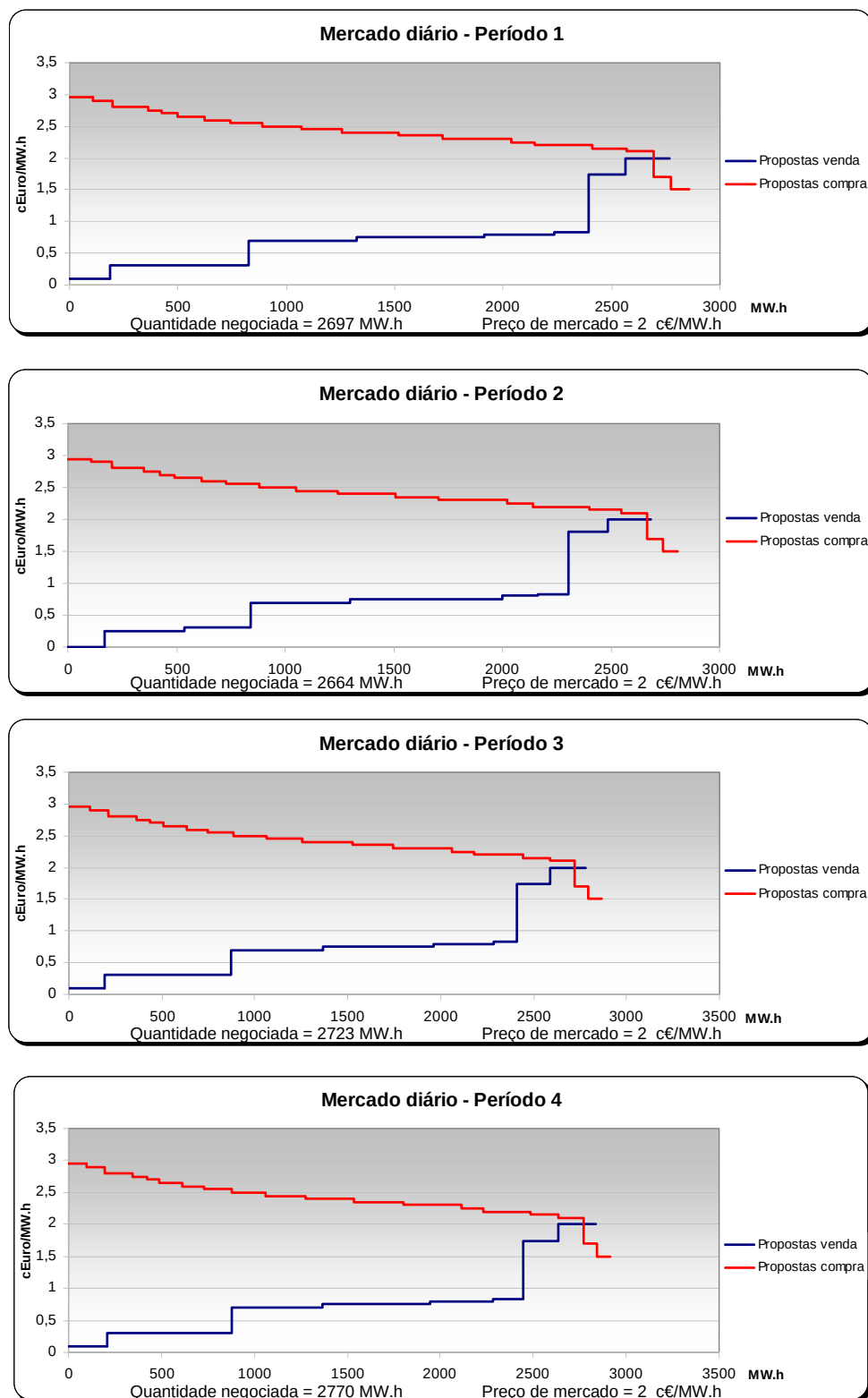


Figura 5.4: Curvas agregadas de compra e venda de electricidade para cada hora do período de programação.

Para este caso de estudo os despachos horários provisórios de produção e carga publicados pelo Operador de Mercado são os indicados nas tabelas 5.19 e 5.20, respectivamente.

Tabela 5.19: Despachos horários provisórios de produção ordenados por ordem crescente de preços (do primeiro período).

Proposta	Prod.	Nó	Período 1		Período 2		Período 3		Período 4	
			P _{gk} [MW.h]	Preço [c€/MW.h]	P _{gk} [MW.h]	Preço [c€/MW.h]	P _{gk} [MW.h]	Preço [c€/MW.h]	P _{gk} [MW.h]	Preço [c€/MW.h]
9	9	22	188	0,1	172	0	190	0,1	205	0,1
7	7	18	300	0,3	310	0,3	300	0,3	300	0,3
8	8	21	340	0,3	362	0,25	382	0,3	375	0,3
4	4	13	495	0,7	455	0,7	493	0,7	486	0,7
10	10	23	590	0,75	555	0,75	595	0,75	580	0,75
6	6	16	135	0,8	145	0,75	145	0,8	160	0,8
3	3	7	190	0,8	164	0,8	178	0,8	180	0,8
5	5	15	155	0,83	140	0,83	130	0,83	160	0,83
2	2	2	170	1,75	185	1,8	175	1,75	190	1,75
1	1	1	134	2	176	2	135	2	134	2
Benefício social líquido:									22623,05	

Tabela 5.20: Despachos horários de carga ordenados por ordem decrescente de preços.

Proposta	Cons	Nó	Período 1		Período 2		Período 3		Período 4	
			P _{ck} [MW.h]	Preço [c€/MW.h]	P _{ck} [MW.h]	Preço [c€/MW.h]	P _{ck} [MW.h]	Preço [c€/MW.h]	P _{ck} [MW.h]	Preço [c€/MW.h]
1	1	1	105	2,95	108	2,95	115	2,95	100	2,95
2	2	2	95	2,9	95	2,9	97	2,9	97	2,9
3	3	3	160	2,8	150	2,8	150	2,8	150	2,8
4	4	4	65	2,75	72	2,75	74	2,75	74	2,75
5	5	5	75	2,7	65	2,7	70	2,7	65	2,7
6	6	6	124	2,65	124	2,65	126	2,65	126	2,65
7	7	7	115	2,6	115	2,6	115	2,6	115	2,6
8	8	8	150	2,55	150	2,55	140	2,55	151	2,55
9	9	9	180	2,5	170	2,5	175	2,5	180	2,5
10	10	10	185	2,45	195	2,45	195	2,45	215	2,45
13	13	13	265	2,4	265	2,4	270	2,4	265	2,4
14	14	14	200	2,35	197	2,35	215	2,35	265	2,35
15	15	15	320	2,3	317	2,3	317	2,3	310	2,3
16	16	16	105	2,25	120	2,25	120	2,25	120	2,25
18	18	18	270	2,2	256	2,2	263	2,2	250	2,2
19	19	19	153	2,15	150	2,15	146	2,15	150	2,15
20	20	20	130	2,1	115	2,1	135	2,1	137	2,1
11	11	11	0	0	0	0	0	0	0	0
12	12	12	0	0	0	0	0	0	0	0

O resumo dos resultados obtidos pelo Operador de Sistema para este caso de estudo em particular encontram-se apresentados nas tabelas 5.21, 5.22, 5.23. No anexo B poderão ainda ser analisados com maior detalhe esses mesmos resultados.

Tabela 5.21: Resumo dos resultados dos barramentos (tensões) para cada hora do período de programação.

Barramento		Período 1		Período 2		Período 3		Período 4	
Nó	Tipo	Módulo [p.u.]	Fase [°]	Módulo [p.u.]	Fase [°]	Módulo [p.u.]	Fase [°]	Módulo [p.u.]	Fase [°]
1	Ref	1,03	0,00	1,03	0,00	1,03	0,00	1,03	0,00
2	PV	1,03	0,04	1,03	-0,07	1,03	0,04	1,03	0,03
3	PQ	0,98	-0,88	0,99	-2,06	0,99	-0,25	0,98	-0,76
4	PQ	1,00	-2,14	1,00	-3,48	1,00	-2,31	0,99	-2,93
5	PQ	1,02	-2,51	1,02	-3,26	1,02	-2,40	1,02	-2,90
6	PQ	1,02	-4,62	1,02	-6,18	1,02	-4,69	1,01	-5,66
7	PV	1,03	0,98	1,03	-3,19	1,03	0,57	1,03	-1,04
8	PQ	1,00	-3,06	1,00	-6,30	1,00	-3,05	1,00	-4,71
9	PQ	1,00	-0,30	1,00	-2,24	1,00	-0,06	1,00	-1,18
10	PQ	1,03	-1,67	1,03	-3,67	1,03	-1,68	1,03	-2,95
11	PQ	1,03	4,90	1,03	2,63	1,03	5,08	1,03	3,79
12	PQ	1,01	6,28	1,01	3,86	1,01	6,48	1,01	5,29
13	PV	1,03	10,00	1,03	7,19	1,03	10,17	1,03	8,93
14	PQ	1,06	6,09	1,06	4,00	1,06	6,34	1,05	4,92
15	PQ	1,02	12,07	1,02	10,19	1,02	12,78	1,02	12,59
16	PV	1,03	11,81	1,03	9,82	1,03	12,44	1,03	11,93
17	PQ	1,03	15,13	1,03	13,34	1,03	16,05	1,03	15,80
18	PV	1,03	16,08	1,03	14,45	1,03	17,13	1,03	16,98
19	PQ	1,02	11,63	1,02	9,43	1,02	12,22	1,02	11,40
20	PQ	1,02	13,54	1,02	11,12	1,02	14,01	1,02	12,98
21	PV	1,03	16,87	1,03	15,21	1,03	18,00	1,03	17,83
22	PV	1,03	21,78	1,03	19,71	1,03	22,87	1,03	23,01
23	PV	1,03	15,32	1,03	12,69	1,03	15,77	1,03	14,62
24	PQ	1,00	7,30	1,00	5,67	1,00	7,97	1,00	7,67

Tabela 5.22: Resumo dos resultados dos trânsitos de potência nos transformadores (primário) para cada hora do período de programação.

Transf.		Período 1		Período 2		Período 3		Período 4	
Nó p	Nó s	P _{ij} [MW]	Q _{ij} [Mvar]	P _{ij} [MW]	Q _{ij} [Mvar]	P _{ij} [MW]	Q _{ij} [Mvar]	P _{ij} [MW]	Q _{ij} [Mvar]
3	24	-166,50	-3,40	-157,98	-4,77	-167,40	-2,02	-171,50	-1,52
9	11	-111,27	-28,44	-104,36	-29,48	-110,04	-27,97	-106,01	-28,34
9	12	-138,56	-6,58	-128,76	-8,55	-137,72	-6,29	-135,76	-7,50
10	11	-145,22	14,15	-139,29	12,11	-149,22	14,73	-148,14	13,77
10	12	-172,85	37,40	-163,92	34,34	-177,15	37,91	-178,16	36,21

Tabela 5.23: Resumo dos resultados dos trânsitos de potência nas linhas (emissão) para cada hora do período de programação.

Linha		Período 1		Período 2		Período 3		Período 4	
Nó i	Nó j	P _{ij} [MW]	Q _{ij} [Mvar]	P _{ij} [MW]	Q _{ij} [Mvar]	P _{ij} [MW]	Q _{ij} [Mvar]	P _{ij} [MW]	Q _{ij} [Mvar]
1	2	-5,61	-23,41	9,08	-26,15	-5,47	-23,43	-3,36	-23,83
1	3	12,37	16,12	21,52	13,27	7,19	16,85	11,37	16,17
1	5	54,79	0,04	69,89	-3,84	52,39	0,11	62,90	-1,13
2	4	35,57	16,21	52,11	13,70	38,10	16,97	46,29	16,08
2	6	43,82	-4,82	56,96	-6,54	44,44	-4,56	53,35	-4,87
3	9	-11,40	-12,71	-0,88	-14,60	-5,63	-13,21	2,62	-14,49
4	9	-29,92	2,83	-20,80	-1,31	-36,46	3,33	-28,47	1,66
5	10	-20,83	-13,95	3,89	-19,33	-18,17	-13,67	-2,92	-15,88
6	10	-91,08	-134,09	-78,56	-138,09	-92,49	-133,79	-83,99	-135,26
7	8	125,00	26,35	99,00	31,08	113,00	26,86	115,00	30,00
8	9	-27,84	3,01	-40,53	6,95	-29,85	4,35	-35,07	5,81
8	10	-19,61	-19,43	-32,10	-15,43	-19,18	-18,62	-23,05	-17,31
11	13	-193,91	27,17	-173,34	24,45	-193,60	25,80	-195,42	22,59
11	14	-62,58	-69,20	-70,32	-67,00	-65,67	-67,47	-58,73	-64,74
12	13	-143,85	-17,07	-128,91	-17,49	-142,88	-18,18	-141,10	-20,37
12	23	-167,56	7,26	-163,77	7,34	-171,99	8,13	-172,82	7,48
13	23	-111,22	9,91	-115,02	10,77	-116,93	11,21	-118,97	11,68
14	16	-262,99	122,56	-267,77	124,63	-281,09	123,74	-324,09	125,56
15	16	22,60	-43,04	34,73	-44,08	29,93	-46,67	64,56	-49,48
15	21	-178,00	11,52	-185,71	13,34	-193,13	13,86	-194,04	14,52
15	21	-178,00	11,52	-185,71	13,34	-193,13	13,86	-194,04	14,52
15	24	168,40	31,01	159,68	28,39	169,32	29,95	173,52	31,45
16	17	-232,82	33,08	-247,15	35,99	-252,40	37,40	-270,77	41,74
16	19	18,58	33,35	35,11	30,01	21,92	32,24	45,63	29,20
17	18	-120,63	15,53	-140,02	17,94	-137,64	16,87	-149,71	17,27
17	22	-113,92	9,79	-109,07	8,55	-116,79	10,36	-123,40	11,86
18	21	-55,44	4,56	-53,18	4,24	-60,48	5,28	-60,05	5,22
18	21	-55,44	4,56	-53,18	4,24	-60,48	5,28	-60,05	5,22
19	20	-87,23	0,55	-77,48	-1,19	-82,07	-0,01	-72,23	-1,69
19	20	-87,23	0,55	-77,48	-1,19	-82,07	-0,01	-72,23	-1,69
20	23	-152,61	-6,64	-135,27	-7,75	-149,90	-6,86	-140,99	-7,95
20	23	-152,61	-6,64	-135,27	-7,75	-149,90	-6,86	-140,99	-7,95
21	22	-130,92	14,98	-120,14	12,68	-129,98	14,77	-137,98	16,52

5.3.3. Resultados da resolução das condições de complexidade e restrições do sistema

Tendo em linha de conta os resultados dos Operadores de Mercado e Sistema anteriormente apresentados, bem como as características da rede e das propostas de venda de energia eléctrica, facilmente poderemos concluir que para o presente caso de estudo o módulo de resolução das condições de complexidade e das restrições de rede será activado, dado terem sido violadas as restrições de máxima rampa de subida e descida de potência do produtor 1, 30 e 25 MW/h, respectivamente, entre os períodos de programação 1, 2 e 3 (tabela 5.19) e superado o limite térmico da linha que interliga os nós 14 e 16 no quarto período de programação. Nas tabelas 5.24, 5.25, 5.26 e 5.27 são apresentados os resultados finais desse processo de resolução.

Tabela 5.24: Despachos horários de produção (ordenados por ordem crescente de preços do primeiro período) obtidos após resolução das condições de complexidade e restrições do sistema.

Proposta	Prod.	Nó	Período 1		Período 2		Período 3		Período 4	
			P _{gk} [MW.h]	Preço [c€/MW.h]	P _{gk} [MW.h]	Preço [c€/MW.h]	P _{gk} [MW.h]	Preço [c€/MW.h]	P _{gk} [MW.h]	Preço [c€/MW.h]
9	9	22	187,3	0,1	172,0	0	188,1	0,1	204,6	0,1
7	7	18	298,0	0,3	310,0	0,3	299,2	0,3	298,4	0,3
8	8	21	339,2	0,3	362,0	0,25	378,8	0,3	371,5	0,3
4	4	13	492,5	0,7	455,0	0,7	492,9	0,7	486,0	0,7
10	10	23	589,2	0,75	555,0	0,75	591,1	0,75	580,0	0,75
6	6	16	134,3	0,8	145,0	0,75	142,7	0,8	156,7	0,8
3	3	7	186,6	0,8	164,0	0,8	177,1	0,8	179,4	0,8
5	5	15	154,6	0,83	140,0	0,83	127,6	0,83	157,8	0,83
2	2	2	169,3	1,75	185,0	1,8	174,4	1,75	190,0	1,75
1	1	1	146,0	2	176,0	2	151,0	2	145,6	2
Benefício social líquido:									22559,35	

Tabela 5.25: Resumo dos resultados dos barramentos (tensões) para cada hora do período de programação após resolução das condições de complexidade e restrições do sistema.

Barramento		Período 1		Período 2		Período 3		Período 4	
Nó	Tipo	Módulo [p.u.]	Fase [°]	Módulo [p.u.]	Fase [°]	Módulo [p.u.]	Fase [°]	Módulo [p.u.]	Fase [°]
1	Ref	1,03	0,00	1,03	0,00	1,03	0,00	1,03	0,00
2	PV	1,03	0,00	1,03	-0,07	1,03	-0,01	1,03	-0,01
3	PQ	0,98	-1,23	0,99	-2,06	0,99	-0,76	0,98	-1,16
4	PQ	1,00	-2,38	1,00	-3,48	1,00	-2,62	0,99	-3,16
5	PQ	1,02	-2,69	1,02	-3,26	1,02	-2,63	1,02	-3,07
6	PQ	1,02	-4,90	1,02	-6,18	1,02	-5,05	1,01	-5,93
7	PV	1,03	0,32	1,03	-3,19	1,03	0,01	1,03	-1,45
8	PQ	1,00	-3,60	1,00	-6,30	1,00	-3,59	1,00	-5,10
9	PQ	1,00	-0,69	1,00	-2,24	1,00	-0,59	1,00	-1,57
10	PQ	1,03	-2,03	1,03	-3,67	1,03	-2,14	1,03	-3,29
11	PQ	1,03	4,46	1,03	2,63	1,03	4,46	1,03	3,33
12	PQ	1,01	5,84	1,01	3,86	1,01	5,87	1,01	4,85
13	PV	1,03	9,52	1,03	7,19	1,03	9,52	1,03	8,46
14	PQ	1,06	5,61	1,06	4,00	1,06	5,62	1,06	4,36
15	PQ	1,02	11,55	1,02	10,19	1,02	11,95	1,02	11,93
16	PV	1,03	11,29	1,03	9,82	1,03	11,62	1,03	11,28
17	PQ	1,03	14,59	1,03	13,34	1,03	15,19	1,03	15,12
18	PV	1,03	15,54	1,03	14,45	1,03	16,27	1,03	16,29
19	PQ	1,02	11,13	1,02	9,43	1,02	11,43	1,02	10,81
20	PQ	1,02	13,04	1,02	11,12	1,02	13,24	1,02	12,42
21	PV	1,03	16,33	1,03	15,21	1,03	17,12	1,03	17,14
22	PV	1,03	21,22	1,03	19,71	1,03	21,96	1,03	22,31
23	PV	1,03	14,83	1,03	12,69	1,03	15,00	1,03	14,08
24	PQ	1,00	6,84	1,00	5,67	1,00	7,26	1,00	7,10

Tabela 5.26: Resumo dos resultados dos trânsitos de potência nas linhas (emissão) para cada hora do período de programação após resolução das condições de complexidade e restrições do sistema.

Linha		Período 1		Período 2		Período 3		Período 4	
Nó i	Nó j	P _{ij} [MW]	Q _{ij} [Mvar]	P _{ij} [MW]	Q _{ij} [Mvar]	P _{ij} [MW]	Q _{ij} [Mvar]	P _{ij} [MW]	Q _{ij} [Mvar]
1	2	-0,14	-24,43	9,08	-26,15	1,36	-24,71	1,34	-24,71
1	3	15,12	15,44	21,52	13,27	11,26	15,80	14,52	15,39
1	5	58,37	-0,65	69,89	-3,84	57,02	-0,79	66,34	-1,70
2	4	38,15	15,64	52,11	13,70	41,53	16,19	48,88	15,56
2	6	45,99	-5,15	56,96	-6,54	47,25	-5,00	55,46	-5,13
3	9	-10,75	-12,89	-0,88	-14,60	-5,50	-13,29	2,52	-14,48
4	9	-27,39	2,06	-20,80	-1,31	-33,11	2,27	-25,95	0,87
5	10	-17,33	-14,96	3,89	-19,33	-13,64	-14,98	0,44	-16,81
6	10	-89,01	-134,77	-78,56	-138,09	-89,79	-134,69	-81,98	-135,92
7	8	121,58	26,89	99,00	31,08	112,12	26,96	114,43	30,09
8	9	-29,25	3,45	-40,53	6,95	-29,94	4,34	-35,09	5,78
8	10	-21,51	-18,85	-32,10	-15,43	-19,94	-18,39	-23,59	-17,12
11	13	-192,63	27,27	-173,34	24,45	-192,65	26,31	-195,19	23,07
11	14	-60,93	-69,35	-70,32	-67,00	-61,17	-68,07	-54,72	-65,35
12	13	-142,32	-16,99	-128,91	-17,49	-141,25	-17,76	-139,88	-20,14
12	23	-166,51	7,14	-163,77	7,34	-169,07	7,62	-170,98	7,16
13	23	-110,84	9,83	-115,02	10,77	-114,42	10,63	-117,50	11,34
14	16	-261,33	122,54	-267,77	124,63	-276,56	123,47	-320,06	125,21
15	16	22,50	-42,69	34,73	-44,08	28,44	-46,54	62,79	-49,26
15	21	-177,07	11,44	-185,71	13,34	-191,57	13,49	-192,61	14,20
15	21	-177,07	11,44	-185,71	13,34	-191,57	13,49	-192,61	14,20
15	24	166,28	30,64	159,68	28,39	165,31	29,18	170,22	30,81
16	17	-231,29	32,75	-247,15	35,99	-249,82	36,80	-268,33	41,17
16	19	17,92	33,45	35,11	30,01	20,20	32,51	42,28	29,68
17	18	-119,37	15,44	-140,02	17,94	-135,95	16,81	-147,59	17,11
17	22	-113,62	9,73	-109,07	8,55	-115,87	10,15	-123,04	11,79
18	21	-55,80	4,61	-53,18	4,24	-60,03	5,21	-59,76	5,17
18	21	-55,80	4,61	-53,18	4,24	-60,03	5,21	-59,76	5,17
19	20	-87,57	0,60	-77,48	-1,19	-82,92	0,13	-73,90	-1,42
19	20	-87,57	0,60	-77,48	-1,19	-82,92	0,13	-73,90	-1,42
20	23	-152,94	-6,60	-135,27	-7,75	-150,76	-6,77	-142,67	-7,77
20	23	-152,94	-6,60	-135,27	-7,75	-150,76	-6,77	-142,67	-7,77
21	22	-130,58	14,90	-120,14	12,68	-129,05	14,57	-137,98	16,52

Tabela 5.27: Resumo dos resultados dos trânsitos de potência nos transformadores (primário) para cada hora do período de programação após resolução das condições de complexidade e restrições do sistema.

Transf.		Período 1		Período 2		Período 3		Período 4	
Nó p	Nó s	P _{ij} [MW]	Q _{ij} [Mvar]	P _{ij} [MW]	Q _{ij} [Mvar]	P _{ij} [MW]	Q _{ij} [Mvar]	P _{ij} [MW]	Q _{ij} [Mvar]
3	24	-164,43	-4,00	-157,98	-4,77	-163,49	-3,06	-168,28	-2,42
9	11	-110,30	-28,68	-104,36	-29,48	-108,10	-28,41	-104,49	-28,70
9	12	-137,75	-6,83	-128,76	-8,55	-136,21	-6,75	-134,82	-7,80
10	11	-143,26	13,70	-139,29	12,11	-145,72	13,93	-145,41	13,09
10	12	-171,08	36,92	-163,92	34,34	-174,12	37,06	-176,04	35,58

Os parâmetros de controlo do *Simulated Annealing* utilizados neste exemplo foram:

- número máximo de iterações para uma mesma temperatura, 180;
- temperatura inicial, 1,0;
- factor de arrefecimento, 0,95;
- número máximo de soluções de pior qualidade, 180;

Com estes parâmetros o algoritmo realizou 313 iterações tendo a temperatura diminuído até ao valor de 0,95, conseguindo-se um valor da função de aceitação de 0,880737. Em relação ao valor da função de aceitação para a solução inicial obteve-se uma melhoria de 446,2921.

Na figura 5.5 apresenta-se a evolução do valor da função de aceitação no decorrer das 313 iterações para a solução actual identificada ao longo do processo de pesquisa (linha a tracejado) e para a melhor solução encontrada (traço contínuo).

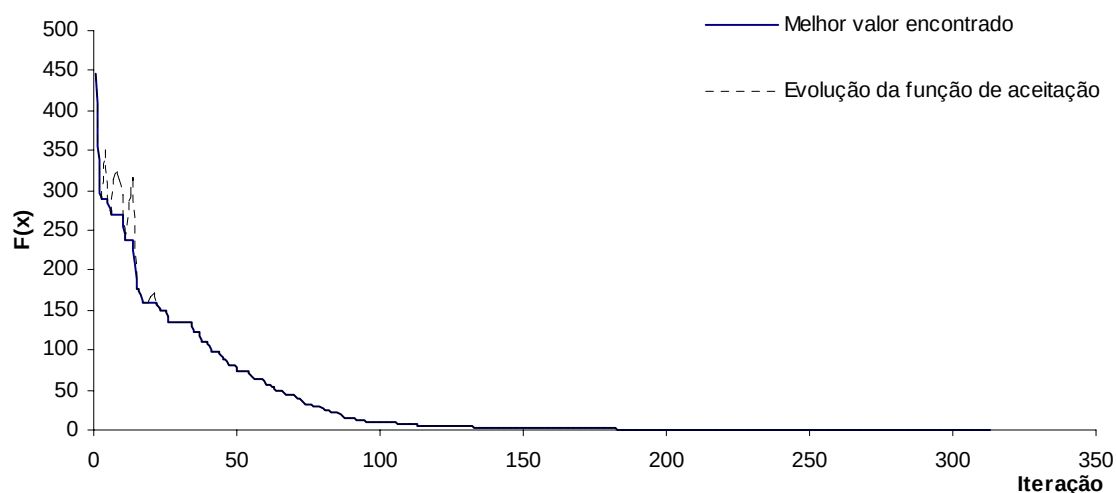


Figura 5.5: Evolução da função de aceitação para a situação actual de pesquisa (linha a tracejado) e para o melhor valor encontrado (traço contínuo).

À semelhança do que anteriormente se havia verificado em 5.2.3, relativamente ao benefício social líquido, também para o presente caso de estudo se verifica uma redução da referida grandeza (22623,05 para 22559,35), confirmando-se assim o que já anteriormente havia sido referido a este respeito.

5.4. Caso de estudo 3

5.4.1. Propostas de compra/venda de electricidade e contratos bilaterais

Nas tabelas 5.28 e 5.29 são apresentados os valores das propostas de compra e venda de electricidade (e respectivas condições de complexidade) para cada hora do período de programação. Para este caso de estudo foram considerados os mesmos contratos bilaterais que nos casos de estudo anteriores e como tal estes encontram-se descritos na tabela 5.6.

Tabela 5.28: Características das propostas de compra de electricidade.

Prop.	Cons.	Nó	Período 1		Período 2		Período 3		Período 4	
			P _{ck} [MW.h]	Preço [c€/MW.h]	P _{ck} [MW.h]	Preço [c€/MW.h]	P _{ck} [MW.h]	Preço [c€/MW.h]	P _{ck} [MW.h]	Preço [c€/MW.h]
1	1	1	50	2,85	45	3,00	45	2,95	70	3,00
2	2	2	95	2,80	90	2,90	80	2,90	97	2,80
3	3	3	140	2,80	140	2,80	140	2,80	150	2,80
4	4	4	65	2,60	72	2,75	65	2,75	74	2,65
5	5	5	75	2,60	65	2,70	75	2,75	65	2,70
6	6	6	120	2,55	124	2,65	120	2,65	126	2,60
7	7	7	115	2,55	110	2,60	115	2,60	103	2,60
8	8	8	140	2,44	150	2,55	140	2,55	160	2,20
9	9	9	170	2,45	160	2,45	170	2,35	180	2,50
10	10	10	180	2,35	180	2,45	180	2,45	215	2,45
11	11	11	75	1,70	75	1,70	75	1,70	75	1,70
12	12	12	85	1,42	68	1,50	85	1,50	70	1,50
13	13	13	260	2,40	265	2,37	260	2,25	265	2,40
14	14	14	200	2,30	197	2,35	200	2,35	260	2,35
15	15	15	320	2,30	317	2,45	320	2,30	310	2,30
16	16	16	100	2,25	120	2,25	100	2,25	140	2,25
17	17	17	0	0,00	0	0,00	0	0,00	0	0,00
18	18	18	260	2,15	256	2,20	260	2,20	240	2,20
19	19	19	153	2,15	170	2,15	153	2,15	140	2,15
20	20	20	130	2,10	115	2,10	130	2,10	130	2,10
21	21	21	0	0,00	0	0,00	0	0,00	0	0,00
22	22	22	0	0,00	0	0,00	0	0,00	0	0,00
23	23	23	0	0,00	0	0,00	0	0,00	0	0,00
24	24	24	0	0,00	0	0,00	0	0,00	0	0,00

Tabela 5.29: Características das propostas de venda de electricidade.

Dados gerais											Condições de complexidade						
Nº Proposta	Produtor	Nó	Período 1		Período 2		Período 3		Período 4		Rent. mínima [c€]	Cond. de indivisibilidade				Rampa subida [MW/h]	Rampa descida [MW/h]
			P _{gk} [MW.h]	Preço [c€/MW.h]	P _{gk} [MW.h]	Preço [c€/MW.h]	P _{gk} [MW.h]	Preço [c€/MW.h]	P _{gk} [MW.h]	Preço [c€/MW.h]		P1 [MW.h]	P2 [MW.h]	P3 [MW.h]	P4 [MW.h]		
1	1	1	170	2,20	195	2,05	205	2,00	200	1,95	629,5	34,0	37,1	28,7	24,0	30,0	25,0
2	2	2	186	1,80	185	1,80	192	1,80	192	1,75	404,8	35,3	37,0	38,4	38,4	30,0	40,0
3	3	7	190	0,80	164	0,80	190	0,80	205	0,80	209,7	28,5	24,6	38,0	41,0	40,0	32,0
4	4	13	495	0,70	455	0,70	495	0,70	486	0,70	365,0	89,1	91,0	79,2	53,5	60,0	60,0
5	5	15	155	0,80	140	0,85	155	0,78	160	0,79	191,2	31,0	23,8	31,0	32,0	50,0	50,0
6	6	16	135	0,82	145	0,75	135	0,81	160	0,76	166,6	27,0	29,0	27,0	22,4	25,0	30,0
7	7	18	300	0,40	310	0,29	300	0,45	310	0,33	129,7	27,0	31,0	57,0	62,0	45,0	30,0
8	8	21	340	0,27	362	0,25	340	0,30	375	0,30	130,9	68,0	72,4	68,0	63,8	40,0	40,0
9	9	22	188	0,10	172	0,00	188	0,10	205	0,10	22,7	37,6	31,0	37,6	41,0	35,0	25,0
10	10	23	590	0,60	555	0,73	590	0,71	580	0,75	645,2	88,5	111,0	118,0	116,0	60,0	60,0

5.4.2. Resultados dos Operadores de Mercado e de sistema

Procedendo de igual forma ao descrito em 5.2.2, o Operador de Mercado constrói as curvas agregadas de compra e venda de electricidade e determina a quantidade de electricidade negociada em cada período horário, bem como o correspondente preço de mercado.

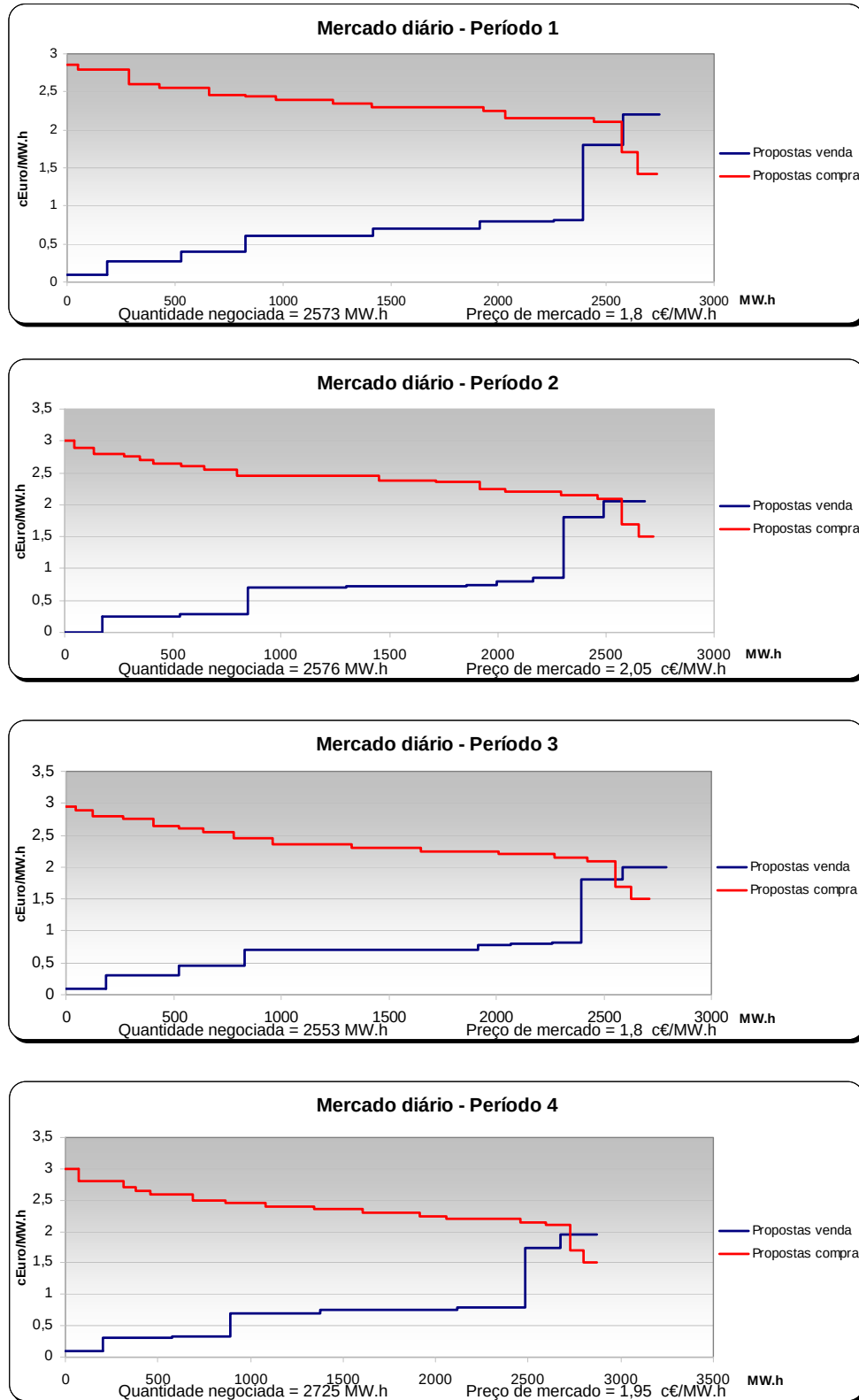


Figura 5.6: Curvas agregadas de compra e venda de electricidade para cada hora do período de programação.

Para este caso de estudo os despachos horários provisórios de produção e carga produzidos pelo Operador de Mercado são os indicados nas tabelas 5.30 e 5.31, respectivamente.

Tabela 5.30: Despachos horários provisórios de produção ordenados por ordem crescente de preços (do primeiro período).

Proposta	Prod.	Nó	Período 1		Período 2		Período 3		Período 4	
			P_{gk} [MW.h]	Preço [c€/MW.h]	P_{gk} [MW.h]	Preço [c€/MW.h]	P_{gk} [MW.h]	Preço [c€/MW.h]	P_{gk} [MW.h]	Preço [c€/MW.h]
9	9	22	188	0,1	172	0	188	0,1	205	0,1
8	8	21	340	0,27	362	0,25	340	0,3	375	0,3
7	7	18	300	0,4	310	0,29	300	0,45	310	0,33
10	10	23	590	0,6	555	0,73	590	0,71	580	0,75
4	4	13	495	0,7	455	0,7	495	0,7	486	0,7
3	3	7	190	0,8	164	0,8	190	0,8	205	0,8
5	5	15	155	0,8	140	0,85	155	0,78	160	0,79
6	6	16	135	0,82	145	0,75	135	0,81	160	0,76
2	2	2	180	1,8	185	1,8	160	1,8	192	1,75
1	1	1	0	2,2	88	2,05	0	2	52	1,95
Benefício social líquido:									22068,10	

Tabela 5.31: Despachos horários de carga ordenados por ordem decrescente de preços do período 1.

Proposta	Cons	Nó	Período 1		Período 2		Período 3		Período 4	
			P_{ck} [MW.h]	Preço [c€/MW.h]	P_{ck} [MW.h]	Preço [c€/MW.h]	P_{ck} [MW.h]	Preço [c€/MW.h]	P_{ck} [MW.h]	Preço [c€/MW.h]
1	1	1	50	2,85	45	3	45	2,95	70	3
2	2	2	95	2,8	90	2,9	80	2,9	97	2,8
3	3	3	140	2,8	140	2,8	140	2,8	150	2,8
4	4	4	65	2,6	72	2,75	65	2,75	74	2,65
5	5	5	75	2,6	65	2,7	75	2,75	65	2,7
6	6	6	120	2,55	124	2,65	120	2,65	126	2,6
7	7	7	115	2,55	110	2,6	115	2,6	103	2,6
9	9	9	170	2,45	160	2,45	170	2,35	180	2,5
8	8	8	140	2,44	150	2,55	140	2,55	160	2,2
13	13	13	260	2,4	265	2,37	260	2,25	265	2,4
10	10	10	180	2,35	180	2,45	180	2,45	215	2,45
14	14	14	200	2,3	197	2,35	200	2,35	260	2,35
15	15	15	320	2,3	317	2,45	320	2,3	310	2,3
16	16	16	100	2,25	120	2,25	100	2,25	140	2,25
18	18	18	260	2,15	256	2,2	260	2,2	240	2,2
19	19	19	153	2,15	170	2,15	153	2,15	140	2,15
20	20	20	130	2,1	115	2,1	130	2,1	130	2,1
11	11	11	0	0	0	0	0	0	0	0
12	12	12	0	0	0	0	0	0	0	0

O resumo dos resultados obtidos pelo Operador de Sistema para este caso de estudo em particular encontram-se apresentados nas tabelas 5.32, 5.33, 5.34. No anexo C poderão ainda ser analisados com maior detalhe esses mesmos resultados.

Tabela 5.32: Resumo dos resultados dos barramentos (tensões) para cada hora do período de programação.

Barramento		Período 1		Período 2		Período 3		Período 4	
Nó	Tipo	Módulo [p.u.]	Fase [°]	Módulo [p.u.]	Fase [°]	Módulo [p.u.]	Fase [°]	Módulo [p.u.]	Fase [°]
1	Ref	1,03	0,00	1,03	0,00	1,03	0,00	1,03	0,00
2	PV	1,03	0,34	1,03	0,03	1,03	0,30	1,03	0,21
3	PQ	0,99	1,65	0,99	-1,41	0,98	1,62	0,98	0,69
4	PQ	1,00	-0,71	1,00	-3,06	1,00	-0,74	0,99	-1,89
5	PQ	1,02	-1,53	1,02	-2,93	1,02	-1,54	1,02	-2,13
6	PQ	1,02	-2,92	1,02	-5,64	1,02	-2,94	1,01	-4,41
7	PV	1,03	3,69	1,03	-2,06	1,03	3,68	1,03	3,31
8	PQ	1,00	-0,37	1,00	-5,32	1,00	-0,37	0,99	-1,66
9	PQ	1,00	2,08	1,01	-1,57	1,00	2,05	1,00	0,58
10	PQ	1,04	0,33	1,04	-3,01	1,04	0,30	1,03	-1,37
11	PQ	1,03	7,29	1,03	3,10	1,03	7,26	1,03	5,63
12	PQ	1,01	8,63	1,02	4,34	1,01	8,60	1,01	7,11
13	PV	1,03	12,46	1,03	7,61	1,03	12,43	1,03	10,81
14	PQ	1,06	8,64	1,06	4,34	1,06	8,62	1,05	6,91
15	PQ	1,02	14,78	1,02	10,50	1,02	14,82	1,02	14,61
16	PV	1,03	14,50	1,03	10,04	1,03	14,49	1,03	13,94
17	PQ	1,03	17,89	1,03	13,59	1,03	17,90	1,03	17,95
18	PV	1,03	18,89	1,03	14,71	1,03	18,90	1,03	19,21
19	PQ	1,02	14,26	1,02	9,51	1,02	14,24	1,02	13,53
20	PQ	1,02	16,11	1,02	11,29	1,02	16,09	1,02	15,09
21	PV	1,03	19,64	1,03	15,48	1,03	19,66	1,03	19,99
22	PV	1,03	24,55	1,03	19,97	1,03	24,56	1,03	25,16
23	PV	1,03	17,86	1,03	12,92	1,03	17,84	1,03	16,68
24	PQ	1,00	9,92	1,00	6,08	0,99	9,92	1,00	9,48

Tabela 5.33: Resumo dos resultados dos trânsitos de potência nos transformadores (primário) para cada hora do período de programação.

Transf.		Período 1		Período 2		Período 3		Período 4	
Nó p	Nó s	P _{ii} [MW]	Q _{ii} [Mvar]	P _{ii} [MW]	Q _{ii} [Mvar]	P _{ii} [MW]	Q _{ii} [Mvar]	P _{ii} [MW]	Q _{ii} [Mvar]
3	24	-169,16	-0,54	-152,41	-1,04	-168,20	3,04	-178,91	-0,43
9	11	-111,67	-26,85	-100,56	-27,83	-111,95	-26,27	-107,53	-27,50
9	12	-138,10	-5,10	-125,36	-7,11	-138,34	-4,62	-136,86	-8,01
10	11	-154,10	16,75	-135,65	12,94	-154,26	17,89	-153,90	18,07
10	12	-180,70	40,04	-160,68	34,94	-180,83	41,07	-183,53	39,24

Tabela 5.34: Resumo dos resultados dos trânsitos de potência nas linhas (emissão) para cada hora do período de programação.

Linha		Período 1		Período 2		Período 3		Período 4	
Nó i	Nó j	P _{ij} [MW]	Q _{ij} [Mvar]	P _{ij} [MW]	Q _{ij} [Mvar]	P _{ij} [MW]	Q _{ij} [Mvar]	P _{ij} [MW]	Q _{ij} [Mvar]
1	2	-43,75	-16,14	-4,49	-23,62	-39,09	-17,04	-26,54	-19,45
1	3	-7,90	19,93	16,29	14,33	-7,39	21,02	-0,03	19,07
1	5	34,49	3,61	62,91	-4,17	34,54	2,85	46,76	0,67
2	4	20,30	19,17	47,63	13,03	20,19	18,82	34,96	19,30
2	6	30,90	-3,38	52,87	-7,08	30,68	-3,86	43,49	-4,02
3	9	-9,04	-11,87	-1,59	-16,95	-9,51	-14,47	-1,37	-12,66
4	9	-44,96	6,68	-25,14	-1,42	-45,07	6,35	-39,56	4,88
5	10	-40,76	-8,95	-2,91	-18,92	-40,71	-9,71	-18,69	-11,85
6	10	-99,55	-131,26	-82,44	-138,26	-99,76	-131,92	-93,40	-132,97
7	8	125,00	23,68	104,00	33,16	125,00	26,56	152,00	28,58
8	9	-24,87	2,23	-38,30	3,05	-24,80	0,65	-22,77	0,61
8	10	-12,56	-21,24	-29,49	-18,87	-12,65	-22,98	-8,82	-23,97
11	13	-196,40	27,80	-171,55	27,45	-196,41	28,52	-196,88	19,73
11	14	-69,37	-67,70	-64,66	-65,88	-69,80	-66,74	-64,56	-58,41
12	13	-147,88	-16,13	-126,71	-14,24	-148,01	-15,20	-143,31	-20,69
12	23	-170,92	8,33	-159,34	7,85	-171,16	8,84	-177,08	8,40
13	23	-112,86	10,28	-110,96	9,85	-113,01	10,32	-122,72	12,55
14	16	-269,82	123,72	-262,07	125,29	-270,24	123,69	-324,92	115,62
15	16	24,53	-42,61	38,66	-83,67	24,59	-85,70	66,77	-40,81
15	21	-180,32	12,25	-184,83	-0,71	-179,87	-3,11	-198,94	18,78
15	21	-180,32	12,25	-184,83	-0,71	-179,87	-3,11	-198,94	18,78
15	24	171,11	29,11	154,00	22,34	170,14	25,45	181,11	33,97
16	17	-238,00	34,19	-248,88	36,38	-238,88	34,38	-280,54	43,97
16	19	23,68	32,55	46,50	30,44	24,08	32,49	36,84	29,21
17	18	-125,82	16,03	-141,55	18,07	-126,59	16,09	-159,59	18,19
17	22	-113,99	9,77	-109,31	8,59	-114,11	9,80	-123,46	11,81
18	21	-53,05	4,22	-53,95	4,35	-53,44	4,28	-55,01	4,50
18	21	-53,05	4,22	-53,95	4,35	-53,44	4,28	-55,01	4,50
19	20	-84,68	0,13	-81,80	-1,08	-84,48	0,10	-71,62	-1,60
19	20	-84,68	0,13	-81,80	-1,08	-84,48	0,10	-71,62	-1,60
20	23	-150,04	-6,88	-139,62	-7,91	-149,83	-6,90	-136,87	-7,83
20	23	-150,04	-6,88	-139,62	-7,91	-149,83	-6,90	-136,87	-7,83
21	22	-130,85	14,96	-119,90	12,63	-130,73	14,94	-137,92	16,51

5.4.3. Resultados da resolução das condições de complexidade e restrições do sistema

Tendo em linha de conta os resultados dos Operadores de Mercado e Sistema anteriormente apresentados, bem como as características da rede e das propostas de venda de energia eléctrica, facilmente poderemos concluir que para o presente caso de estudo o módulo de resolução das condições de complexidade e das restrições de rede será activado, dado terem sido violadas as restrições de máxima rampa de subida e descida de potência do produtor 1, 30 e 25 MW/h, respectivamente, entre os períodos de programação 1 e 2, 2 e 3 e 3 e 4 (tabela 5.30), a condição de rentabilidade mínima e os limite térmicos das linhas que interligam os nós 14 e 16 (linha 18) e 7 e 8 (linha 10) no quarto período de programação. Nas tabelas 5.35, 5.36, 5.37 e 5.38 são apresentados os resultado finais desse processo de resolução.

Tabela 5.35: Despachos horários de produção (ordenados por ordem crescente de preços do primeiro período) obtidos após resolução das condições de complexidade e restrições do sistema.

Proposta	Prod.	Nó	Período 1		Período 2		Período 3		Período 4	
			P _{gk} [MW.h]	Preço [c€/MW.h]	P _{gk} [MW.h]	Preço [c€/MW.h]	P _{gk} [MW.h]	Preço [c€/MW.h]	P _{gk} [MW.h]	Preço [c€/MW.h]
9	9	22	186,0	0,1	172,0	0	182,6	0,1	204,3	0,1
8	8	21	331,2	0,27	362,0	0,25	331,0	0,3	370,1	0,3
7	7	18	300,0	0,4	310,0	0,29	290,3	0,45	309,7	0,33
10	10	23	578,3	0,6	555,0	0,73	575,8	0,71	579,5	0,75
4	4	13	463,9	0,7	455,0	0,7	488,6	0,7	484,0	0,7
3	3	7	171,4	0,8	163,7	0,8	182,9	0,8	203,1	0,8
5	5	15	149,2	0,8	140,0	0,85	150,3	0,78	158,3	0,79
6	6	16	135,0	0,82	145,0	0,75	129,9	0,81	154,4	0,76
2	2	2	180,0	1,8	185,0	1,8	158,4	1,8	168,4	1,75
1	1	1	77,9	2,2	88,3	2,05	63,3	2	93,3	1,95
Benefício social líquido:									21773,61	

Tabela 5.36: Resumo dos resultados dos barramentos (tensões) para cada hora do período de programação após resolução das condições de complexidade e restrições do sistema.

Barramento		Período 1		Período 2		Período 3		Período 4	
Nó	Tipo	Módulo [p.u.]	Fase [°]	Módulo [p.u.]	Fase [°]	Módulo [p.u.]	Fase [°]	Módulo [p.u.]	Fase [°]
1	Ref	1,03	0,00	1,03	0,00	1,03	0,00	1,03	0,00
2	PV	1,03	0,08	1,03	0,03	1,03	0,10	1,03	-0,02
3	PQ	0,99	-0,70	0,99	-1,41	0,99	-0,37	0,98	0,04
4	PQ	1,00	-2,31	1,00	-3,07	1,00	-1,99	0,99	-2,37
5	PQ	1,02	-2,73	1,02	-2,94	1,02	-2,45	1,02	-2,43
6	PQ	1,02	-4,85	1,02	-5,65	1,02	-4,41	1,01	-4,93
7	PV	1,03	-0,46	1,03	-2,09	1,03	1,10	1,03	2,50
8	PQ	1,00	-3,86	1,00	-5,35	1,00	-2,69	0,99	-2,40
9	PQ	1,00	-0,65	1,01	-1,58	1,00	-0,07	1,00	-0,11
10	PQ	1,04	-2,12	1,04	-3,02	1,04	-1,56	1,03	-1,98
11	PQ	1,03	4,18	1,03	3,09	1,03	4,80	1,03	4,84
12	PQ	1,02	5,51	1,02	4,33	1,02	6,18	1,01	6,34
13	PV	1,03	8,94	1,03	7,60	1,03	9,81	1,03	9,98
14	PQ	1,06	5,37	1,06	4,33	1,06	5,83	1,05	6,01
15	PQ	1,02	11,38	1,02	10,49	1,02	11,69	1,02	13,60
16	PV	1,03	11,09	1,03	10,03	1,03	11,39	1,03	12,93
17	PQ	1,03	14,44	1,03	13,58	1,03	14,64	1,03	16,91
18	PV	1,03	15,41	1,03	14,70	1,03	15,58	1,03	18,16
19	PQ	1,02	10,80	1,02	9,50	1,02	11,19	1,02	12,57
20	PQ	1,02	12,60	1,02	11,28	1,02	13,08	1,02	14,17
21	PV	1,03	16,15	1,03	15,47	1,03	16,35	1,03	18,93
22	PV	1,03	21,02	1,03	19,96	1,03	21,15	1,03	24,10
23	PV	1,03	14,33	1,03	12,91	1,03	14,86	1,03	15,78
24	PQ	1,00	6,92	1,00	6,07	0,99	7,21	1,00	8,60

Tabela 5.37: Resumo dos resultados dos trânsitos de potência nas linhas (emissão) para cada hora do período de programação após resolução das condições de complexidade e restrições do sistema.

Linha		Período 1		Período 2		Período 3		Período 4	
Nó i	Nó j	P _{ij} [MW]	Q _{ij} [Mvar]	P _{ij} [MW]	Q _{ij} [Mvar]	P _{ij} [MW]	Q _{ij} [Mvar]	P _{ij} [MW]	Q _{ij} [Mvar]
1	2	-10,70	-22,45	-4,36	-23,64	-12,35	-22,14	2,95	-25,01
1	3	10,47	14,78	16,35	14,31	8,15	16,48	5,03	17,62
1	5	59,12	-1,73	63,01	-4,19	53,20	-1,36	52,88	-0,58
2	4	38,22	14,78	47,70	13,02	33,93	15,28	38,29	18,49
2	6	46,09	-6,10	52,94	-7,08	42,09	-6,01	46,10	-4,45
3	9	-3,72	-13,32	-1,55	-16,96	-7,87	-14,87	-0,76	-12,79
4	9	-27,32	1,24	-25,07	-1,44	-31,51	2,09	-36,29	3,82
5	10	-16,60	-16,11	-2,81	-18,95	-22,39	-15,21	-12,69	-13,58
6	10	-84,91	-136,09	-82,39	-138,27	-88,75	-135,60	-90,89	-133,82
7	8	106,40	26,55	103,74	33,21	117,87	27,35	150,08	28,74
8	9	-32,27	4,46	-38,42	3,09	-26,91	1,11	-23,26	0,70
8	10	-23,14	-18,19	-29,62	-18,83	-17,43	-21,67	-10,17	-23,58
11	13	-180,85	27,50	-171,54	27,44	-190,52	30,14	-195,66	20,32
11	14	-62,65	-67,54	-64,67	-65,88	-55,19	-68,31	-59,76	-59,04
12	13	-132,84	-15,65	-126,70	-14,24	-140,27	-13,67	-141,03	-20,34
12	23	-163,76	7,88	-159,34	7,85	-161,04	7,37	-174,68	8,06
13	23	-112,77	10,26	-110,96	9,86	-105,49	8,64	-121,16	12,19
14	16	-263,05	124,65	-262,08	125,29	-255,55	123,23	-320,09	115,36
15	16	25,24	-41,91	38,68	-83,67	21,38	-82,40	66,07	-40,21
15	21	-176,86	11,79	-184,83	-0,71	-173,47	-3,44	-197,17	18,57
15	21	-176,86	11,79	-184,83	-0,71	-173,47	-3,44	-197,17	18,57
15	24	157,69	26,52	153,98	22,33	155,84	22,82	176,53	32,98
16	17	-234,42	33,38	-248,89	36,38	-228,15	32,01	-278,33	43,44
16	19	27,75	31,92	46,51	30,43	20,07	33,11	33,29	29,73
17	18	-123,33	15,91	-141,55	18,07	-118,32	15,56	-157,85	18,08
17	22	-112,84	9,52	-109,31	8,59	-111,49	9,23	-122,96	11,70
18	21	-51,80	4,05	-53,95	4,35	-54,13	4,38	-54,31	4,40
18	21	-51,80	4,05	-53,95	4,35	-54,13	4,38	-54,31	4,40
19	20	-82,66	-0,20	-81,79	-1,09	-86,49	0,42	-73,38	-1,32
19	20	-82,66	-0,20	-81,79	-1,09	-86,49	0,42	-73,38	-1,32
20	23	-147,99	-7,08	-139,62	-7,91	-151,86	-6,71	-138,65	-7,64
20	23	-147,99	-7,08	-139,62	-7,91	-151,86	-6,71	-138,65	-7,64
21	22	-130,04	14,79	-119,90	12,63	-128,10	14,37	-137,76	16,48

Tabela 5.38: Resumo dos resultados dos trânsitos de potência nos transformadores (primário) para cada hora do período de programação após resolução das condições de complexidade e restrições do sistema.

Transf.		Período 1		Período 2		Período 3		Período 4	
Nó p	Nó s	P _{ij} [MW]	Q _{ij} [Mvar]	P _{ij} [MW]	Q _{ij} [Mvar]	P _{ij} [MW]	Q _{ij} [Mvar]	P _{ij} [MW]	Q _{ij} [Mvar]
3	24	-156,03	-3,92	-152,39	-1,04	-154,21	-0,72	-174,44	-1,68
9	11	-103,80	-28,62	-100,57	-27,83	-104,65	-27,80	-105,49	-27,95
9	12	-130,22	-7,28	-125,37	-7,11	-132,29	-6,31	-135,46	-8,42
10	11	-139,69	13,65	-135,64	12,94	-141,06	15,08	-149,93	17,15
10	12	-166,39	36,37	-160,67	34,94	-169,01	38,01	-180,25	38,34

Os parâmetros de controlo do *Simulated Annealing* utilizados neste exemplo foram:

- número máximo de iterações para uma mesma temperatura, 180;
- temperatura inicial, 1,0;
- factor de arrefecimento, 0,95;
- número máximo de soluções de pior qualidade, 180;

Com estes parâmetros o algoritmo realizou 378 iterações tendo a temperatura descido até ao valor de 0,9025, conseguindo-se um valor da função de aceitação de 4,046131. Em relação ao valor da função de aceitação para a solução inicial obteve-se uma melhoria de 3717,07.

Na figura 5.7 apresenta-se a evolução do valor da função de aceitação no decorrer das 378 iterações para a solução actual identificada ao longo do processo de pesquisa (linha a tracejado) e para a melhor solução encontrada (traço contínuo).

À semelhança do que anteriormente se havia verificado em 5.2.3, relativamente ao benefício social líquido, também para o presente caso de estudo se verifica uma redução da referida grandeza (22068,1 para 21773,61), confirmando-se assim o que já anteriormente havia sido referido a este respeito.

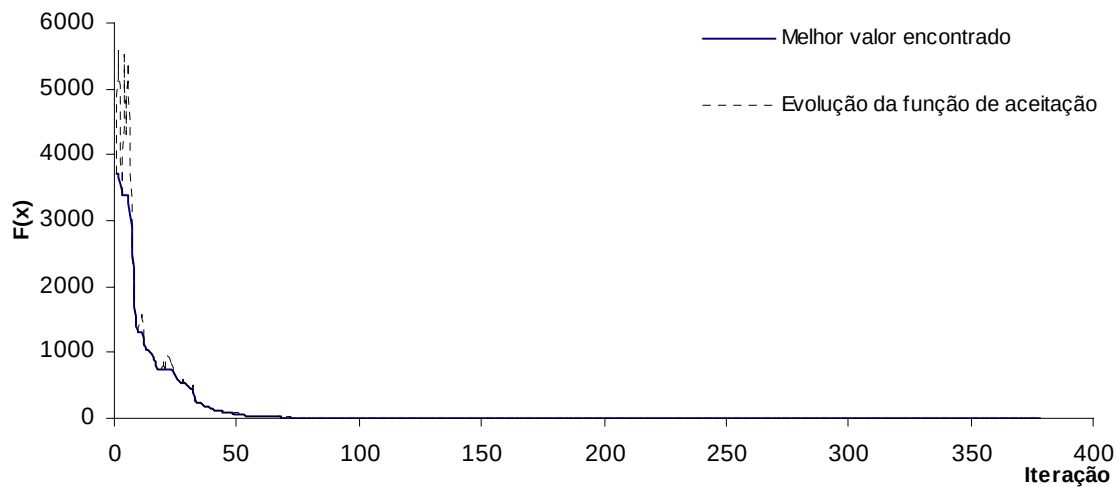


Figura 5.7: Evolução da função de aceitação para a situação actual de pesquisa (linha a tracejado) e para o melhor valor encontrado (traço contínuo).

6. Conclusões e desenvolvimento futuro

Como claramente foi demonstrado ao longo deste trabalho (resultado de uma análise detalhada do funcionamento de alguns dos mais importantes mercados de electricidade europeus), apesar de genericamente eficientes, os mercados de electricidade poderão também revelar-se insatisfatórios se as suas estruturas, regras de actividade ou algoritmos de funcionamento, de algum modo distorcerem regras básicas e essenciais ao bom funcionamento dos mercados, como sucedido, por exemplo, com o *pool* de Inglaterra e Gales.

Apesar das já duas décadas de experiência, essas mesmas estruturas, regras e algoritmos, continuam ainda hoje a sofrer de uma clara ausência de sinais inequívocos e universais de optimalidade. Não obstante, a evolução histórica de alguns desses mercados, tais como o de Inglaterra e Gales e o *Nord Pool*, bem como os bons resultados alcançados por alguns dos mais recentes, mas também mais evoluídos mercados, como é o caso do mercado de electricidade espanhol, parecem querer indicar que uma boa solução reside numa estrutura de mercado mista que contemple mercados *spot* de electricidade, mercados a prazo e financeiros e mercados de livre contratação bilateral.

Contrariamente às incertezas anteriores são porém hoje evidentes e consensuais os benefícios derivados da criação de mercados regionais, da cooperação entre operadores de mercado e de sistema limítrofes na segurança e coordenação de operação das redes e da ampliação das interligações num cenário de progressivo alargamento geográfico, em que cada vez mais as interligações se justificam menos por aspectos relacionados com a segurança e estabilidade dos sistemas e mais por razões puramente comerciais.

Neste contexto e numa fase em que se perspectiva a entrada em funcionamento do Mercado Ibérico da Electricidade, procurou-se com este trabalho enunciar de algum modo as boas e más experiências de alguns mercados de electricidade, nomeadamente, o mercado de electricidade espanhol, para que assim seja possível compreender o MIBEL em toda a sua dimensão, bem como o seu possível desempenho futuro.

Por outro lado, o tratamento das restrições intertemporais como parte efectiva do algoritmo de funcionamento dos mercados de electricidade, como é o caso do mercado espanhol, apresenta-se hoje como um tema alvo do interesse de inúmeros investigadores em todo o mundo, pela importância que adquire no bom funcionamento desses mercados. Neste contexto, o algoritmo aqui apresentado pretende de algum modo contribuir para a resolução desse problema, com a apresentação de uma abordagem distinta das que até agora haviam sido expostas e cujos resultados, embora algo experimentais, se revelam bastante encorajadores.

Alguns melhoramentos ao trabalho aqui apresentado recairão sobre um tratamento mais aprofundado e detalhado das questões relacionadas com as restrições de rede - aqui tratadas com algumas limitações por terem sido consideradas apenas as propostas de venda apresentadas no mercado diário e não ter sido considerada a hipótese de modificação dos despachos de carga horários - justificando-se esta consideração pela tentativa e esforço de resolução do referido problema dentro dos limites viáveis de operação de um mercado dito diário. Assim sendo, e tendo em conta a experiência adquirida do funcionamento dos mercados, sugere-se que essas mesmas restrições possam de futuro vir a ser tratadas mediante a utilização de um algoritmo análogo ao aqui implementado, mas que de algum modo simule um processo de resolução de restrições técnicas de ocorrência temporal posterior à do mercado diário, orientado para a minimização do impacto da solução sobre o resultado do algoritmo de encontro de mercado e de sobrecusto da solução, mas que em simultâneo amplie o espaço de pesquisa de soluções anteriormente referido.

Tendo em vista o arranque do Mercado Ibérico de Electricidade, considera-se também oportuna a comparação dos resultados obtidos por intermédio do algoritmo desenvolvido na resolução das restrições que actualmente afectam o mercado diário espanhol, com os resultados do algoritmo complexo actualmente utilizado nesse mercado, o qual parece revelar algumas ineficiências que poderão comprometer a qualidade da solução final adoptada. Este trabalho pretende assim contribuir para solucionar este problema ao adoptar um algoritmo de pesquisa que dá boas garantias relativamente à solução obtida. Esta constitui por ventura a contribuição mais relevante deste trabalho tendo em conta a sua aplicabilidade a situações reais.

Bibliografia

Aarts, E., Korst, J., “Simulated Annealing and Boltzman Machines”, John Wiley & Sons, New York, 1990.

Arroyo, José Manuel (2002), “Multiperiod Auction for a Pool-Based Electricity Market”, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 17, No. 4, Novembro 2002.

Azencott, R., “Simulated Annealing. Parallelization Techniques”, John Wiley & Sons, New York, 1992.

Battle, C., Otero-Novas, I., Alba, J.J., Meseguer, C., Barquín, J. (2000a), “A model based in numerical simulation techniques as a tool for decision-making and risk management in a wholesale electricity market. Part I: general structure and scenario generators”, 6th International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems, Setembro 2000.

Battle, C., Otero-Novas, I., Alba, J.J., Meseguer, C., Barquín, J. (2000b), “A model based in numerical simulation techniques as a tool for decision-making and risk management in a wholesale electricity market. Part II: the market model”, 6th International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems, Setembro 2000.

Bower, John (2002), “Why Did Prices Fall in England and Wales? Market Mechanism or Market Structure?”, Oxford Institute for Energy Studies, Setembro 2002.

Braga, A. S., Saraiva, J.T. (2004a), “A Dynamic Multiyear Algorithm for Transmission Expansion Planning Including the Computation of Long term Marginal Prices”, Proceedings Mediterranean Conference on Generation, Transmission and Distribution – MEDPower, Novembro 2004.

Braga, António (2004b), “Metodologia de planeamento da expansão e tarifação do uso de redes de transporte de energia eléctrica em ambiente reestruturado”, Maio 2004.

Canazza V., Gelmini, A., Marracci, M., Poli D., “Simple or complex bids in the day-ahead electricity market”, MEDPower 2004.

Carlsson, Lenmart (1999), “International Power Trade – The Nordic Power Pool”, Public Policy for the Private Sector, nº 171, Janeiro 1999.

Chao, Hung-po, Wilson, Robert, “Design of wholesale electricity markets” Electric Power Research Institute, disponível em <http://faculty-gsb.stanford.edu/wilson/ES42/classfiles>.

Comissão das Comunidades Europeias, “Livro Verde, para uma estratégia europeia de segurança do aprovisionamento energético”, Novembro 2000.

Comunicação da Comissão ao Conselho e ao Parlamento Europeu “realização do mercado interno da energia”, Bruxelas 13 de Março de 2001.

Decisão 1230/2004/CE do Parlamento Europeu e do Conselho, “Adopção de um programa plurianual de acções no âmbito da energia: *Intelligent Energy – Europe (2003-2006)*, 26 de Junho de 2003.

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

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 2002/91/CE do Parlamento Europeu e do Conselho, “relativa ao desempenho energético dos edifícios”, 16 de Dezembro de 2002.

Directiva 2003/54/CE do Parlamento Europeu e do Conselho, “que estabelece as regras comuns para o mercado interno da electricidade”, 26 de Junho de 2003.

Directiva 2003/55/CE do Parlamento Europeu e do Conselho, “que estabelece as regras comuns para o mercado interno do gás natural”, 26 de Junho de 2003.

Directiva 2004/8/CE do Parlamento Europeu e do Conselho, “relativa à promoção da cogeração baseada na utilização do calor no mercado interno da energia”, 11 de Fevereiro de 2004.

DTI, Department of Trade and Industry, “The Electricity (Trading and Transmission) BILL: [Draft] Explanatory notes”, disponível em <http://www.dti.gov.uk>.

Dugstad, Erik, Roland, Kjell, “So far so good: experiences and challenges in the Scandinavian market”, International Journal of Regulation and Governance, Dezembro 2003.

ELEXON, The Balancing and settlement Code Company (2003), “ELEXON BETTA Project: Project Initiation Document & Plan”, Maio 2003.

Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos e Comisión Nacional de Energía, (2001), “Mercado Ibérico de Electricidade – Documento de Discussão”, Dezembro de 2001.

Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos e Comisión Nacional de Energía, (2002a), “Modelo de Organização do Mercado Ibérico de Electricidade”, Março de 2002.

Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos e Comisión Nacional de Energía, (2002b), “Relatório de Etapa Sobre o Mercado Ibérico de Electricidade – Pontos de Convergência e Questões em Aberto”, Sessão Pública – Barcelona, 26 de Fevereiro de 2002.

Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos e Comisión Nacional de Energía, (2003), “Comentários da CNE/ERSE às soluções acordadas sobre o Mercado Ibérico da Electricidade – temas e actividades para ERSE/CNE (Anexo II do acordo)”, 19 de Dezembro de 2003.

Fehr, Nils-Henrik von der, Harbord, Avid (1998), “Competition in electricity spot markets economic theory and international experience”, University of Oslo e Market Analysis Ltd., Fevereiro 1998.

Gómez, Tomás, Vázquez, Carlos (1998), “The Spanish day ahead energy market”, Instituto de Investigación Tecnológica, Universidad Pontificia Comillas, Outubro 1998.

Gómez, Tomás, Marnay, Chris (1999), “Transmission Pricing and Congestion Management in California”, Environmental Energy Technologies Division, Lawrence Berkeley National Laboratory, California, Março 1997.

Gonzalez, Jose Javier, Basagoiti, Pedro (1999), “Spanish power exchange market and information system, design concepts, and operation experience”, Power Industry computer Conference, PICA 99, Santa Clara, California, Maio 1999.

Granli, Tore, Gjerde, Ole, Lindström, Kurt, Pinzón, Tania, Wibroe, Flemming, “The transit solution in the Nordic electric power system”, Junho 2002.

Green, Richard (1998), “Draining the pool: The reform of electricity trading in England and Wales Department of Applied Economics”, University of Cambridge, Dezembro 1998.

Green, Richard (2000), “Competition in Generation: The Economic Foundations”, Proceedings of the IEEE, Vol. 88, No. 2, Fevereiro 2000.

Hogan, William W. (1998), “Competitive Electricity Market Design: A Wholesale Primer”, Center for Business and Government, Havard University, Dezembro 1998.

Johnson, D.S., Aragon, C.R., McGeoch, L.A., Schevon, G., “Optimization by Simulated Annealing: an Experimental Evaluation – Part I (Graph Partitioning)”, Operations and Results, 37, 6, 1989.

Johnson, D.S., Aragon, C.R., McGeoch, L.A., Schevon, G., “Optimization by Simulated Annealing: an Experimental Evaluation – Part II (Graph Coloring and Number Partitioning)”, Operations and Results, 39, 3, 1991.

Johnson, D.S., Aragon, C.R., McGeoch, L.A., Schevon, G., “Optimization by Simulated Annealing: an Experimental Evaluation – Part III (The Traveling Salesman Problem)”, Operations and Results, 37, 6, 1992.

Kirkpatrick, S., Gelatt, C.D., Vecchi, M.P., “Optimization by Simulated Annealing”, Science, Vol. 9 No. 1, Fevereiro 1994.

Lagerstedt , Göran, Andersson, Nils (1998), “Nuclear Power in the Competitive Nordic Electricity Market”, The Uranium Institute, Twenty-Third Annual Symposium, London, Setembro 1998.

Ley 54/1997, “Ley del sector eléctrico” (Espanha), de 27 Novembro de 1997.

Ley 36/2003, “Medidas de reforma económica” (Espanha), de 11 de Novembro de 2003.

MacLaren, Robin, “British Electricity Trading & Transmission Arrangements”, Scottish Power Transmission Ltd, disponível em <http://www.spreg.co.uk>.

Matos, Manuel A. (1993), “Normas para apresentação de dissertações – Bases essenciais”, Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, Janeiro de 2004.

Miguélez, Enrique Lobato, Rodríguez, Luis Rouco, Cerezo, Francisco M. Echavarren, Fernández, Ma Isabel Navarrete, Lafarga, Rosa Casanova, Camino, Gerardo López (2004), “A Pratical Approach to Solve Power System Constraints With Application to the Spanish Electricity Market”, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 19, No. 4, Novembro 2004.

Minister of State for Energy and Construction, “British Electricity Trading and Transmission Arrangements: Regulatory impact assessment (RIA)”, Janeiro 2003.

Ministerio de Industria y Energia (Espanha) (1998a), “Resolución de 30 de Julio de 1998 – conjunto de procedimientos de carácter técnico e instrumental necesarios para realizar la adecuada gestión del sistema eléctrico”.

Ministerio de Industria y Energia (Espanha) (1998b), “Resolución de 18 de Diciembre de 1998 - procedimientos de carácter técnico e instrumental necesarios para realizar la adecuada gestión técnica del sistema eléctrico”.

Ministerio de Industria y Energia (Espanha) (1999a), “Resolución de 25 de Febrero de 1999 – modifica el procedimiento de resolución de los desvios generación-consumo de la gestión técnica del sistema eléctrico”.

Ministerio de Industria y Energia (Espanha) (1999b), “Resolución de 24 de Junio de 1999 – conjunto de procedimientos de carácter técnico e instrumental necessários para realizar la adecuada gestión técnica del sistema eléctrico”.

Ministerio de Industria y Energia (Espanha) (2000), “Resolución de 10 de Marzo de 2000 – procedimiento de operación del sistema - Servicio complementario de control de tensión de la red de transporte”.

Ministerio de Economía (Espanha) (2002), “Resolución de 31 de Octubre de 2002 – procedimiento de operación del sistema – Medidas de operación para garantizar la cobertura de la demanda en situaciones de alerta y emergência”.

Ministerio de Economía (Espanha) (2004a), “Resolución de 12 de Febrero de 2004 – conjunto de procedimientos de carácter técnico e instrumental necessários para realizar la adecuada gestión técnica del sistema eléctrico”.

Ministerio de Economía (Espanha) (2004b), “Resolución de 17 de Marzo de 2004 – modifican un conjunto de procedimientos de carácter técnico e instrumental necessários para realizar la adecuada gestión técnica del sistema eléctrico”.

Ministerio de Economía (Espanha) (2004c), “Resolución de 20 de Julio de 2004 – – modifican un conjunto de procedimientos de carácter técnico e instrumental necessários para realizar la adecuada gestión técnica del sistema eléctrico”.

Morthorst, P.E., “Danish renewable energy and a green certificate market”, Conference on Design of Energy Markets and Environment, Copenhagen, 1999.

Newbery, David M. (1998), “The Regulator’s Review of the English Electricity Pool”, Department of Applied Economics, Cambridge, UK, Agosto 1998.

Nord Pool ASA (2003), “The Nordic Power Exchange Nord Pool and the Nordic Model for a Liberalised Power Market” 2003.

Nord Pool Spot ASA (2004a), “Trade at the Nordic Spot Market (Nord Pool Spot AS)”, 1 Abril 2004.

Nord Pool Spot ASA (2004b), “Trade at Nord Pool’s Financial Market”, 1 Abril 2004.

Nordel (1999), “A free Electricity market”, 1999.

Nordel (2000), “Common Balance management in the Nordic countries, 2000.

Nordel (2002), “Nordic Grid Master Plan”, 2002.

OFFER, Office of Electricity Regulation (1997), “Review of Electricity Trading Arrangements: A Consultation Paper”, Novembro 1997.

OFFER, Office of Electricity Regulation (1998), “Electricity Trading Arrangements in England and Wales Background Paper 1”, Fevereiro 1998.

OFGEM, Office of Gas and Electricity Markets (1999), “ScottishPower’s application for reservation of upgrade capacity on the Scotland – England interconnector Consultation Paper”, Setembro 1999.

OFGEM, Office of Gas and Electricity Markets (2001a), “The New Electricity Trading Arrangements: A review of the first three months”, Agosto 2001.

OFGEM, Office of Gas and Electricity Markets (2001b), “The Development of British Electricity Trading and Transmission Arrangements (BETTA): A consultation paper”, Dezembro 2001.

OFGEM/DTI, Office of Gas and Electricity Markets/Department of Trade and Industry (2002), “The Development of British Electricity Trading and Transmission Arrangements (BETTA): Report on consultation and next steps”, Maio 2002.

OFGEM/DTI, Office of Gas and Electricity Markets/Department of Trade and Industry (2005), “BETTA User Guide”, Fevereiro 2005.

Operador del Mercado Ibérico de Energía – Polo Español, S.A., OMEL, (2003a), “El mercado de electricidad, 2003”.

Operador del Mercado Ibérico de Energía – Polo Español, S.A., OMEL, (2003b), “Reglas de funcionamiento del Mercado de producción de energía eléctrica”, 2003.

Paiva, José P. S. (2005), “Redes de energia eléctrica: uma análise sistémica”, IST Press, Abril 2005.

Pereira, Jorge, Saraiva, J. Tomé, Leão, M. Teresa Ponce (1999), “Identificação de Estratégias de Exploração de Redes de Distribuição de Energia Eléctrica Utilizando Simulated Annealing”, ACTAS do Encontro Luso Afro-Brasileiro de Distribuição de Energia - ELAB, Rio de Janeiro, Maio 1999.

Pirlot, M. (1992), “General local search heuristics in Combinatorial Optimization: a tutorial”, Belgian Journal of Operations Research, Statistics and Computer Science, Vol. 32, nº 1-2, 1992.

Pirlot, M. (2000), “General Local Search heuristics in Combinatorial Optimization: a Tutorial”, in Belgian Journal of Operational Research, Statistics and Computer Science, Vol. 32, No 1-2, 4 a 7 de Abril de 2000, pp. 7-67.

Protocolo de Colaboração entre as Administrações Espanhola e Portuguesa para a Criação do Mercado Ibérico de Electricidade, Governos do Reino de Espanha e da República Portuguesa, Madrid, 14 de Novembro de 2001.

REAL DECRETO 6/2000, “Medidas urgentes de intensificación de la competencia en mercados de bienes y servicios” (Espanha), de 23 de Junho de 2000.

REAL DECRETO 1432/2002, “Metodología para la aprobación o modificación de la tarifa eléctrica media o de referencia y se modifican algunos artículos del Real Decreto 2017/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el procedimiento de liquidación de los costes de transporte, distribución y comercialización a tarifa, de los costes de diversificación y seguridad de abastecimiento” (Espanha), de 27 de Dezembro de 2002.

REAL DECRETO 436/2004, “Metodología para la actualización y sistematización del régimen jurídico y económico de la actividad de producción eléctrica en régimen especial” (Espanha), de 12 de Março de 2004.

Rede Eléctrica Nacional S.A., REN, e Rede Eléctrica de España, REE, (2004), “Mercado Ibérico da Electricidade – Boletim de evolução das interligações”, Dezembro de 2004.

Regulamento 1228/2003 do Parlamento Europeu e do Conselho, “relativo às condições de acesso à rede para o comércio transfronteiriço de electricidade”, 26 de Junho de 2003.

Sá, Ribeiro (2003), “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.

Sagen, John (1998), “Regulation and Electricity Markets. Market structure Organisation of Transmission in a deregulated Electricity Market. Norwegian experiences”, The Electricity and Gas In Europe’ 98-conference, Paris, Novembro 1998.

Shrestha, G. B. (2004), “Strategic Self-Dispatch Considering Ramping Costs in Deregulated Power Markets”, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 19, No. 3, Agosto 2004.

Smith, Vernon L. (1995), “Regulatory reform in the electric power industry”, University of Arizon, Janeiro 1995.

Task Force of APM Subcommittee “IEEE Reliability Test System”, IEEE Transactions on Power Apparatus Systems, Vol. PAS-98 No 6, Novembro/Dezembro 1979, pp. 2047-2054.

VanDoren, Peter M. (1998), “The Deregulation of the Electricity Industry: A Primer”, Cato Institute, Outubro 1998.

Ventosa, Mariano, García-Alcalde, Antonio, Mencía, António, Rivier, Michel, Ramos, Andrés (2000), “Modeling Inflow Uncertainty in Electricity Markets: A Stochastic MCP Approach”, 6th International Conference on Probabilistic methods Applied to Power Systems”, Setembro 2000.

Wolak, Frank A. (1998), “Market Design and price behavior in restructured electricity markets: An international comparison”, Department of Economics, Stanford University, 1998.

Lista de sites web

CNE - Comisión Nacional de Energia, <http://www.cne.es/>, Espanha

CRE - Comision Reguladora de Energia, <http://www.cre.gob.mx/>, México

DTI - Department of Trade and Industry, <http://www.dti.gov.uk/>, Reino Unido

DGGE - Direcção Geral da Geologia e Energia, <http://www.dge.pt/>, Portugal

EDP - Electricidade de Portugal, SA, <http://www.edp.pt>, Portugal

ELBAS MARKET - real time power trading, <http://www.elbas.net/>

ELEXON - The Balancing and settlement Code Company, <http://www.elexon.co.uk/>, Reino Unido

ELKRAFT SYSTEM - Transmission and System Operator, <http://www.eng.elkraft-system.dk/>, Dinamarca

ELTRA - Transmission and System Operator, <http://www.eltra.dk/>, Dinamarca

ERSE - Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos, <http://www.erse.pt/>, Portugal

EUROPEX - Association of European Power Exchanges, <http://www.europex.org/>

Fingrid - Transmission and System Operator, <http://www.fingrid.fi/>, Finlândia

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

NGC - National Grid Company, <http://www.nationalgrid.co.uk/>, Reino Unido

Nord Pool ASA - The Nordic Power Exchange, <http://www.nordpool.com/>

Nordel - Organization of Nordic TSO's, <http://www.nordel.org/>

NVE - The Norwegian Water Resources and Energy Directorate, <http://www.nve.no/>, Noruega

OFFGEM - Office of Gas and Electricity Markets, <http://www.ofgem.gov.uk/>, Reino Unido

OMEL - Operador del mercado ibérico de energia – Polo Español, S.A., <http://www.comel.es/>, Espanha

REE - Red Eléctrica de España, <http://www.ree.es/>, Espanha

REN - Rede Eléctrica Nacional, <http://www.ren.pt/>, Portugal

RISO - Riso National Laboratory, <http://www.risoe.dk/>, Dinamarca

SPREG - The Scottish Parliament renewable energy group, <http://www.spreg.co.uk>, Reino Unido

STATNETT - Transmission and System Operator, <http://www.statnett.no/>, Noruega

SVENSKA KRAFTNAT - <http://www.svk.se/>, Suécia

TERI - The Energy and Resources Institute, <http://www.teriin.org/>

WRI - World Resources Institute, <http://www.wri.org/>

World Energy Council, <http://www.worldenergy.org/>

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

União Europeia, <http://www.europa.eu.int/>

UKPX - UK Power Exchange, <http://www.ukpx.co.uk>, Reino Unido

UKAPX - UK *Automated Power Exchange*, <http://www.apx.com>, Reino Unido

UK Internacional Petroleum Exchange, <http://www.theipe.com/>

Water Resources and Energy Directorate, <http://www.nve.no>, Noruega

Anexo A

1. Caso de estudo 1: resultados iniciais

Na presente secção deste trabalho são apresentados os resultados detalhados do Operador de Sistema em cada uma das horas do período de programação considerado no caso de estudo 1.

1.1. Período 1

Tabela A.1: Resultados dos barramentos para o despacho inicial de produção do período 1.

Barramento		Tensão		Produção		Consumo		Condensador
Nó	Tipo	Módulo [pu]	Fase [°]	MW	Mvar	MW	Mvar	Mvar
1	Ref	1,03	0,00	166,55	14,75	105,00	22,00	0,00
2	PV	1,03	0,04	180,00	5,89	95,00	20,00	0,00
3	PQ	0,98	-0,88	0,00	0,00	190,00	37,00	0,00
4	PQ	1,00	-2,14	0,00	0,00	65,00	15,00	0,00
5	PQ	1,02	-2,51	0,00	0,00	75,00	14,00	0,00
6	PQ	1,02	-4,62	0,00	0,00	134,00	28,00	-103,24
7	PV	1,03	0,98	250,00	51,35	125,00	25,00	0,00
8	PQ	1,00	-3,06	0,00	0,00	170,00	35,00	0,00
9	PQ	1,00	-0,30	0,00	0,00	180,00	36,00	0,00
10	PQ	1,03	-1,67	0,00	0,00	185,00	40,00	0,00
11	PQ	1,03	4,90	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
12	PQ	1,01	6,28	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
13	PV	1,03	10,00	495,00	59,81	265,00	54,00	0,00
14	PQ	1,06	6,09	0,00	0,00	200,00	39,00	224,36
15	PQ	1,02	12,07	155,00	75,00	320,00	64,00	0,00
16	PV	1,03	11,81	135,00	24,10	105,00	20,00	0,00
17	PQ	1,03	15,13	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
18	PV	1,03	16,08	350,00	60,39	340,00	68,00	0,00
19	PQ	1,02	11,63	0,00	0,00	193,00	37,00	0,00
20	PQ	1,02	13,54	0,00	0,00	130,00	26,00	0,00
21	PV	1,03	16,87	340,00	-19,02	0,00	0,00	0,00
22	PV	1,03	21,78	248,00	-38,73	0,00	0,00	0,00
23	PV	1,03	15,32	590,00	-7,30	0,00	0,00	0,00
24	PQ	1,00	7,30	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

Tabela A.2: Resultados dos transformadores para o despacho inicial de produção do período 1.

Transformador		Capacidade	Primário		Secundário		Perdas
Nó P	Nó S	MVA	MW	Mvar	MW	Mvar	Mvar
3	24	168,75	-166,50	-3,40	166,50	27,42	24,02
9	11	118,07	-111,27	-28,44	111,27	39,48	11,04
9	12	140,40	-138,56	-6,58	138,56	22,68	16,10
10	11	145,91	-145,22	14,15	145,22	2,55	16,70
10	12	176,85	-172,85	37,40	172,85	-12,86	24,54

Tabela A.3: Resultados dos trânsitos de potência nas linhas para o despacho inicial de produção do período 1.

Linha		Emissão		Recepção		Potência de Perdas	
Nó i	Nó j	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar
1	2	-5,61	-23,41	5,61	-25,51	0,00	48,91
1	3	12,37	16,12	-12,10	-20,89	0,27	4,77
1	5	54,79	0,04	-54,17	-0,05	0,62	0,01
2	4	35,57	16,21	-35,08	-17,83	0,49	1,63
2	6	43,82	-4,82	-42,92	2,86	0,90	1,96
3	9	-11,40	-12,71	11,48	9,84	0,08	2,86
4	9	-29,92	2,83	30,16	-4,69	0,25	1,85
5	10	-20,83	-13,95	20,96	11,94	0,13	2,01
6	10	-91,08	-134,09	92,21	-119,44	1,12	253,53
7	8	125,00	26,35	-122,55	-18,58	2,45	7,77
8	9	-27,84	3,01	28,18	-6,14	0,34	3,13
8	10	-19,61	-19,43	19,91	15,95	0,29	3,48
11	13	-193,91	27,17	196,14	-20,40	2,23	6,77
11	14	-62,58	-69,20	62,99	62,80	0,41	6,40
12	13	-143,85	-17,07	145,08	16,30	1,24	0,78
12	23	-167,56	7,26	170,99	-1,76	3,43	5,50
13	23	-111,22	9,91	112,56	-18,80	1,33	8,89
14	16	-262,99	122,56	266,80	-101,90	3,80	20,66
15	16	22,60	-43,04	-22,56	39,57	0,05	3,47
15	21	-178,00	11,52	179,93	-7,42	1,92	4,10
15	21	-178,00	11,52	179,93	-7,42	1,92	4,10
15	24	168,40	31,01	-166,50	-27,43	1,90	3,58
16	17	-232,82	33,08	234,55	-25,32	1,73	7,77
16	19	18,58	33,35	-18,53	-38,09	0,05	4,75
17	18	-120,63	15,53	120,88	-16,73	0,25	1,20
17	22	-113,92	9,79	115,63	-19,92	1,71	10,13
18	21	-55,44	4,56	55,54	-9,58	0,10	5,02
18	21	-55,44	4,56	55,54	-9,58	0,10	5,02
19	20	-87,23	0,55	87,61	-6,36	0,37	5,82
19	20	-87,23	0,55	87,61	-6,36	0,37	5,82
20	23	-152,61	-6,64	153,23	6,63	0,62	0,00
20	23	-152,61	-6,64	153,23	6,63	0,62	0,00
21	22	-130,92	14,98	132,37	-18,81	1,45	3,83
Perdas Totais:						32,55	445,51

1.2. Período 2

Tabela A.4: Resultados dos barramentos para o despacho inicial de produção do período 2.

Barramento		Tensão		Produção		Consumo		Condensador
Nó	Tipo	Módulo [pu]	Fase [°]	MW	Mvar	MW	Mvar	Mvar
1	Ref	1,03	0,00	208,49	5,28	108,00	22,00	0,00
2	PV	1,03	-0,07	195,00	4,40	95,00	20,00	0,00
3	PQ	0,99	-2,06	0,00	0,00	180,00	37,00	0,00
4	PQ	1,00	-3,48	0,00	0,00	72,00	15,00	0,00
5	PQ	1,02	-3,26	0,00	0,00	65,00	14,00	0,00
6	PQ	1,02	-6,18	0,00	0,00	134,00	28,00	-103,09
7	PV	1,03	-3,19	224,00	56,08	125,00	25,00	0,00
8	PQ	1,00	-6,30	0,00	0,00	170,00	35,00	0,00
9	PQ	1,00	-2,24	0,00	0,00	170,00	36,00	0,00
10	PQ	1,03	-3,67	0,00	0,00	195,00	40,00	0,00
11	PQ	1,03	2,63	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
12	PQ	1,01	3,86	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
13	PV	1,03	7,19	455,00	58,40	265,00	54,00	0,00
14	PQ	1,06	4,00	0,00	0,00	197,00	39,00	224,51
15	PQ	1,02	10,19	140,00	75,00	317,00	64,00	0,00
16	PV	1,03	9,82	145,00	23,80	120,00	20,00	0,00
17	PQ	1,03	13,34	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
18	PV	1,03	14,45	360,00	58,04	326,00	68,00	0,00
19	PQ	1,02	9,43	0,00	0,00	190,00	37,00	0,00
20	PQ	1,02	11,12	0,00	0,00	115,00	26,00	0,00
21	PV	1,03	15,21	362,00	-21,78	0,00	0,00	0,00
22	PV	1,03	19,71	232,00	-38,11	0,00	0,00	0,00
23	PV	1,03	12,69	555,00	-8,60	0,00	0,00	0,00
24	PQ	1,00	5,67	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

Tabela A.5: Resultados dos transformadores para o despacho inicial de produção do período 2.

Transformador		Capacidade	Primário		Secundário		Perdas
Nó P	Nó S	MVA	MW	Mvar	MW	Mvar	Mvar
3	24	160,16	-157,98	-4,77	157,98	26,34	21,57
9	11	111,52	-104,36	-29,48	104,36	39,32	9,83
9	12	130,70	-128,76	-8,55	128,76	22,47	13,92
10	11	139,82	-139,29	12,11	139,29	3,23	15,35
10	12	167,48	-163,92	34,34	163,92	-12,32	22,02

Tabela A.6: Resultados dos trânsitos de potência nas linhas para o despacho inicial de produção do período 2.

Linha		Emissão		Recepção		Potência de Perdas	
Nó i	Nó j	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar
1	2	9,08	-26,15	-9,07	-22,76	0,00	48,91
1	3	21,52	13,27	-21,14	-17,63	0,38	4,36
1	5	69,89	-3,84	-68,89	5,33	1,01	1,49
2	4	52,11	13,70	-51,20	-13,69	0,91	0,01
2	6	56,96	-6,54	-55,44	7,00	1,53	0,46
3	9	-0,88	-14,60	0,93	11,63	0,05	2,97
4	9	-20,80	-1,31	20,92	-1,04	0,12	2,35
5	10	3,89	-19,33	-3,81	17,10	0,08	2,23
6	10	-78,56	-138,09	79,41	-116,37	0,85	254,46
7	8	99,00	31,08	-97,38	-26,52	1,62	4,56
8	9	-40,53	6,95	41,27	-8,55	0,74	1,60
8	10	-32,10	-15,43	32,61	12,82	0,52	2,61
11	13	-173,34	24,45	175,12	-21,18	1,78	3,27
11	14	-70,32	-67,00	70,77	60,88	0,45	6,12
12	13	-128,91	-17,49	129,90	14,80	0,99	2,69
12	23	-163,77	7,34	167,04	-3,10	3,27	4,24
13	23	-115,02	10,77	116,45	-18,93	1,43	8,16
14	16	-267,77	124,63	271,70	-102,93	3,94	21,70
15	16	34,73	-44,08	-34,67	40,73	0,06	3,34
15	21	-185,71	13,34	187,80	-7,91	2,09	5,43
15	21	-185,71	13,34	187,80	-7,91	2,09	5,43
15	24	159,68	28,39	-157,98	-26,35	1,70	2,05
16	17	-247,15	35,99	249,09	-26,49	1,95	9,50
16	19	35,11	30,01	-35,05	-34,61	0,06	4,60
17	18	-140,02	17,94	140,36	-18,45	0,34	0,50
17	22	-109,07	8,55	110,64	-19,80	1,57	11,25
18	21	-53,18	4,24	53,27	-9,32	0,09	5,08
18	21	-53,18	4,24	53,27	-9,32	0,09	5,08
19	20	-77,48	-1,19	77,77	-5,25	0,29	6,44
19	20	-77,48	-1,19	77,77	-5,25	0,29	6,44
20	23	-135,27	-7,75	135,76	6,72	0,49	1,03
20	23	-135,27	-7,75	135,76	6,72	0,49	1,03
21	22	-120,14	12,68	121,36	-18,31	1,22	5,62
Perdas Totais:						32,49	445,04

1.3. Período 3

Tabela A.7: Resultados dos barramentos para o despacho inicial de produção do período 3.

Barramento		Tensão		Produção		Consumo		Condensador
Nó	Tipo	Módulo [pu]	Fase [°]	MW	Mvar	MW	Mvar	Mvar
1	Ref	1,03	0,00	169,12	15,53	115,00	22,00	0,00
2	PV	1,03	0,04	185,00	6,93	97,00	20,00	0,00
3	PQ	0,99	-0,25	0,00	0,00	180,00	37,00	0,00
4	PQ	1,00	-2,31	0,00	0,00	74,00	15,00	0,00
5	PQ	1,02	-2,40	0,00	0,00	70,00	14,00	0,00
6	PQ	1,02	-4,69	0,00	0,00	136,00	28,00	-103,10
7	PV	1,03	0,57	238,00	51,86	125,00	25,00	0,00
8	PQ	1,00	-3,05	0,00	0,00	160,00	35,00	0,00
9	PQ	1,00	-0,06	0,00	0,00	175,00	36,00	0,00
10	PQ	1,03	-1,68	0,00	0,00	195,00	40,00	0,00
11	PQ	1,03	5,08	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
12	PQ	1,01	6,48	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
13	PV	1,03	10,17	493,00	63,42	270,00	54,00	0,00
14	PQ	1,06	6,34	0,00	0,00	215,00	39,00	223,90
15	PQ	1,02	12,78	130,00	75,00	317,00	64,00	0,00
16	PV	1,03	12,44	145,00	33,47	120,00	20,00	0,00
17	PQ	1,03	16,05	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
18	PV	1,03	17,13	350,00	61,08	333,00	68,00	0,00
19	PQ	1,02	12,22	0,00	0,00	186,00	37,00	0,00
20	PQ	1,02	14,01	0,00	0,00	135,00	26,00	0,00
21	PV	1,03	18,00	382,00	-19,68	0,00	0,00	0,00
22	PV	1,03	22,87	250,00	-38,57	0,00	0,00	0,00
23	PV	1,03	15,77	595,00	-6,77	0,00	0,00	0,00
24	PQ	1,00	7,97	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

Tabela A.8: Resultados dos transformadores para o despacho inicial de produção do período 3.

Transformador		Capacidade	Primário		Secundário		Perdas
Nó P	Nó S	MVA	MW	Mvar	MW	Mvar	Mvar
3	24	169,45	-167,40	-2,02	167,40	26,23	24,22
9	11	116,67	-110,04	-27,97	110,04	38,75	10,79
9	12	139,50	-137,72	-6,29	137,72	22,19	15,91
10	11	149,95	-149,22	14,73	149,22	2,92	17,66
10	12	181,17	-177,15	37,91	177,15	-12,14	25,77

Tabela A.9: Resultados dos trânsitos de potência nas linhas para o despacho inicial de produção do período 3.

Linha		Emissão		Recepção		Potência de Perdas	
Nó i	Nó j	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar
1	2	-5,47	-23,43	5,47	-25,48	0,00	48,91
1	3	7,19	16,85	-6,96	-21,77	0,23	4,92
1	5	52,39	0,11	-51,83	-0,33	0,56	0,22
2	4	38,10	16,97	-37,54	-18,33	0,56	1,36
2	6	44,44	-4,56	-43,51	2,70	0,93	1,86
3	9	-5,63	-13,21	5,68	10,24	0,05	2,97
4	9	-36,46	3,33	36,83	-4,72	0,37	1,39
5	10	-18,17	-13,67	18,28	11,57	0,11	2,10
6	10	-92,49	-133,79	93,65	-119,28	1,16	253,07
7	8	113,00	26,86	-110,97	-20,73	2,03	6,13
8	9	-29,85	4,35	30,25	-7,27	0,40	2,92
8	10	-19,18	-18,62	19,45	15,06	0,27	3,56
11	13	-193,60	25,80	195,82	-19,09	2,22	6,70
11	14	-65,67	-67,47	66,09	61,16	0,42	6,31
12	13	-142,88	-18,18	144,11	17,30	1,22	0,88
12	23	-171,99	8,13	175,61	-1,15	3,62	6,98
13	23	-116,93	11,21	118,40	-18,99	1,48	7,79
14	16	-281,09	123,74	285,35	-99,48	4,26	24,26
15	16	29,93	-46,67	-29,87	43,31	0,06	3,36
15	21	-193,13	13,86	195,39	-7,08	2,27	6,78
15	21	-193,13	13,86	195,39	-7,08	2,27	6,78
15	24	169,32	29,95	-167,40	-26,24	1,92	3,71
16	17	-252,40	37,40	254,43	-27,23	2,03	10,17
16	19	21,92	32,24	-21,87	-36,97	0,05	4,73
17	18	-137,64	16,87	137,96	-17,47	0,33	0,60
17	22	-116,79	10,36	118,59	-19,80	1,80	9,44
18	21	-60,48	5,28	60,60	-10,15	0,12	4,87
18	21	-60,48	5,28	60,60	-10,15	0,12	4,87
19	20	-82,07	-0,01	82,40	-6,14	0,33	6,16
19	20	-82,07	-0,01	82,40	-6,14	0,33	6,16
20	23	-149,90	-6,86	150,50	6,68	0,60	0,17
20	23	-149,90	-6,86	150,50	6,68	0,60	0,17
21	22	-129,98	14,77	131,41	-18,77	1,43	3,99
Perdas Totais:						34,12	454,29

1.4. Período 4

Tabela A.10: Resultados dos barramentos para o despacho inicial de produção do período 4.

Barramento		Tensão		Produção		Consumo		Condensador
Nó	Tipo	Módulo [pu]	Fase [°]	MW	Mvar	MW	Mvar	Mvar
1	Ref	1,03	0,00	155,69	16,19	100,00	22,00	0,00
2	PV	1,03	0,08	200,00	5,92	97,00	20,00	0,00
3	PQ	0,98	-0,27	0,00	0,00	180,00	37,00	0,00
4	PQ	0,99	-2,61	0,00	0,00	74,00	15,00	0,00
5	PQ	1,02	-2,67	0,00	0,00	65,00	14,00	0,00
6	PQ	1,01	-5,29	0,00	0,00	136,00	28,00	-102,71
7	PV	1,03	-0,53	240,00	54,92	125,00	25,00	0,00
8	PQ	1,00	-4,20	0,00	0,00	171,00	35,00	0,00
9	PQ	1,00	-0,64	0,00	0,00	180,00	36,00	0,00
10	PQ	1,03	-2,47	0,00	0,00	215,00	40,00	0,00
11	PQ	1,03	4,48	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
12	PQ	1,01	5,88	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
13	PV	1,03	9,58	486,00	70,11	265,00	54,00	0,00
14	PQ	1,06	5,81	0,00	0,00	250,00	39,00	222,76
15	PQ	1,02	13,34	160,00	75,00	310,00	64,00	0,00
16	PV	1,03	12,70	160,00	44,39	120,00	20,00	0,00
17	PQ	1,03	16,56	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
18	PV	1,03	17,74	350,00	60,99	320,00	68,00	0,00
19	PQ	1,02	12,14	0,00	0,00	190,00	37,00	0,00
20	PQ	1,02	13,69	0,00	0,00	137,00	26,00	0,00
21	PV	1,03	18,59	375,00	-18,33	0,00	0,00	0,00
22	PV	1,03	23,77	265,00	-38,76	0,00	0,00	0,00
23	PV	1,03	15,32	580,00	-4,36	0,00	0,00	0,00
24	PQ	1,00	8,32	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

Tabela A.11: Resultados dos transformadores para o despacho inicial de produção do período 4.

Transformador		Capacidade	Primário		Secundário		Perdas
Nó P	Nó S	MVA	MW	Mvar	MW	Mvar	Mvar
3	24	176,75	-174,68	-0,54	174,68	26,95	26,41
9	11	115,85	-109,24	-27,89	109,24	38,57	10,67
9	12	138,89	-137,00	-7,03	137,00	22,83	15,80
10	11	153,53	-152,83	14,65	152,83	3,94	18,59
10	12	184,54	-180,77	37,08	180,77	-10,22	26,86

Tabela A.12: Resultados dos trânsitos de potência nas linhas para o despacho inicial de produção do período 4.

Linha		Emissão		Recepção		Potência de Perdas	
Nó i	Nó j	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar
1	2	-9,88	-22,60	9,89	-26,30	0,00	48,90
1	3	7,52	17,15	-7,28	-22,04	0,24	4,88
1	5	58,06	-0,36	-57,37	0,64	0,69	0,28
2	4	42,74	16,76	-42,07	-17,68	0,67	0,92
2	6	50,37	-4,54	-49,18	3,71	1,19	0,83
3	9	1,96	-14,42	-1,90	11,46	0,05	2,96
4	9	-31,93	2,68	32,21	-4,39	0,28	1,71
5	10	-7,63	-14,64	7,69	12,34	0,05	2,31
6	10	-86,82	-134,41	87,84	-118,19	1,03	252,61
7	8	115,00	29,92	-112,88	-23,42	2,12	6,50
8	9	-35,37	5,89	35,94	-8,15	0,57	2,26
8	10	-22,76	-17,48	23,08	14,13	0,32	3,35
11	13	-194,10	22,14	196,33	-15,37	2,22	6,77
11	14	-67,97	-64,65	68,40	58,38	0,42	6,27
12	13	-143,24	-20,39	144,47	19,62	1,24	0,77
12	23	-174,54	7,78	178,27	0,10	3,73	7,88
13	23	-119,80	11,87	121,35	-19,08	1,55	7,21
14	16	-318,40	125,39	323,70	-92,98	5,31	32,41
15	16	61,90	-49,77	-61,77	46,95	0,13	2,82
15	21	-194,34	14,37	196,63	-7,37	2,30	7,00
15	21	-194,34	14,37	196,63	-7,37	2,30	7,00
15	24	176,77	32,03	-174,68	-26,96	2,09	5,07
16	17	-270,18	41,60	272,51	-29,07	2,33	12,52
16	19	48,24	28,82	-48,15	-33,21	0,09	4,38
17	18	-149,19	17,23	149,57	-17,37	0,38	0,14
17	22	-123,32	11,85	125,33	-19,66	2,01	7,81
18	21	-59,79	5,18	59,90	-10,07	0,11	4,89
18	21	-59,79	5,18	59,90	-10,07	0,11	4,89
19	20	-70,92	-1,90	71,17	-4,91	0,25	6,81
19	20	-70,92	-1,90	71,17	-4,91	0,25	6,81
20	23	-139,67	-8,09	140,19	7,31	0,52	0,78
20	23	-139,67	-8,09	140,19	7,31	0,52	0,78
21	22	-138,06	16,54	139,67	-19,10	1,61	2,55
Perdas Totais:						36,69	463,11

2. Caso de estudo 1: resultados finais

Na presente secção deste trabalho são apresentados os resultados detalhados do Operador de Sistema, após resolução das condições de complexidade e restrições do sistema que afectaram o leilão multiperíodo simulado no caso de estudo 1.

2.1. Período 1

Tabela A.13: Resultados dos barramentos obtidos após resolução das condições de complexidade que afectaram o leilão multiperíodo simulado (período 1).

Barramento		Tensão		Produção		Consumo		Condensador
Nó	Tipo	Módulo [pu]	Fase [°]	MW	Mvar	MW	Mvar	Mvar
1	Ref	1,03	0,00	178,32	12,35	105,00	22,00	0,00
2	PV	1,03	0,00	178,69	6,10	95,00	20,00	0,00
3	PQ	0,98	-1,24	0,00	0,00	190,00	37,00	0,00
4	PQ	1,00	-2,36	0,00	0,00	65,00	15,00	0,00
5	PQ	1,02	-2,68	0,00	0,00	75,00	14,00	0,00
6	PQ	1,02	-4,89	0,00	0,00	134,00	28,00	-103,23
7	PV	1,03	0,49	248,37	51,59	125,00	25,00	0,00
8	PQ	1,00	-3,49	0,00	0,00	170,00	35,00	0,00
9	PQ	1,00	-0,67	0,00	0,00	180,00	36,00	0,00
10	PQ	1,03	-2,00	0,00	0,00	185,00	40,00	0,00
11	PQ	1,03	4,47	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
12	PQ	1,01	5,86	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
13	PV	1,03	9,55	494,00	58,76	265,00	54,00	0,00
14	PQ	1,06	5,60	0,00	0,00	200,00	39,00	224,44
15	PQ	1,02	11,52	154,70	74,86	320,00	64,00	0,00
16	PV	1,03	11,26	132,60	23,15	105,00	20,00	0,00
17	PQ	1,03	14,56	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
18	PV	1,03	15,50	346,99	60,68	340,00	68,00	0,00
19	PQ	1,02	11,10	0,00	0,00	193,00	37,00	0,00
20	PQ	1,02	13,02	0,00	0,00	130,00	26,00	0,00
21	PV	1,03	16,30	339,51	-19,43	0,00	0,00	0,00
22	PV	1,03	21,20	247,74	-38,73	0,00	0,00	0,00
23	PV	1,03	14,81	588,39	-7,58	0,00	0,00	0,00
24	PQ	1,00	6,82	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

Tabela A.14: Resultados dos transformadores obtidos após resolução das condições de complexidade que afectaram o leilão multiperíodo simulado (período 1).

Transformador		Capacidade	Primário		Secundário		Perdas
Nó P	Nó S	MVA	MW	Mvar	MW	Mvar	Mvar
3	24	166,37	-164,09	-4,09	164,09	27,42	23,33
9	11	116,95	-110,06	-28,72	110,06	39,54	10,82
9	12	139,49	-137,62	-6,86	137,62	22,75	15,88
10	11	143,63	-142,98	13,64	142,98	2,54	16,18
10	12	174,84	-170,91	36,87	170,91	-12,89	23,98

Tabela A.15: Resultados dos trânsitos de potência nas linhas obtidos após resolução das condições de complexidade que afectaram o leilão multiperíodo simulado (período 1).

Linha		Emissão		Recepção		Potência de Perdas	
Nó i	Nó j	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar
1	2	0,08	-24,47	-0,08	-24,44	0,00	48,92
1	3	15,12	15,43	-14,83	-20,10	0,29	4,67
1	5	58,11	-0,61	-57,42	0,89	0,69	0,29
2	4	37,97	15,67	-37,43	-17,11	0,54	1,44
2	6	45,80	-5,13	-44,81	3,49	0,99	1,64
3	9	-11,08	-12,80	11,16	9,93	0,08	2,87
4	9	-27,57	2,11	27,78	-4,11	0,21	2,00
5	10	-17,58	-14,89	17,69	12,80	0,11	2,10
6	10	-89,19	-134,72	90,26	-119,00	1,08	253,71
7	8	123,37	26,59	-120,97	-19,05	2,39	7,54
8	9	-28,39	3,17	28,75	-6,24	0,36	3,08
8	10	-20,64	-19,12	20,94	15,69	0,31	3,43
11	13	-193,08	27,43	195,28	-20,81	2,21	6,62
11	14	-59,97	-69,52	60,37	63,01	0,40	6,51
12	13	-142,57	-16,87	143,79	15,92	1,21	0,95
12	23	-165,96	7,01	169,32	-2,04	3,36	4,98
13	23	-110,07	9,66	111,38	-18,76	1,31	9,11
14	16	-260,37	122,43	264,10	-102,27	3,74	20,16
15	16	22,76	-42,63	-22,72	39,15	0,05	3,48
15	21	-177,00	11,45	178,90	-7,53	1,90	3,92
15	21	-177,00	11,45	178,90	-7,53	1,90	3,92
15	24	165,94	30,58	-164,09	-27,43	1,85	3,15
16	17	-231,15	32,72	232,85	-25,15	1,70	7,57
16	19	17,36	33,54	-17,32	-38,29	0,05	4,75
17	18	-119,05	15,39	119,30	-16,64	0,25	1,25
17	22	-113,80	9,77	115,50	-19,93	1,71	10,16
18	21	-56,15	4,66	56,25	-9,66	0,10	5,00
18	21	-56,15	4,66	56,25	-9,66	0,10	5,00
19	20	-87,84	0,65	88,22	-6,42	0,38	5,78
19	20	-87,84	0,65	88,22	-6,42	0,38	5,78
20	23	-153,22	-6,58	153,85	6,61	0,63	0,03
20	23	-153,22	-6,58	153,85	6,61	0,63	0,03
21	22	-130,79	14,95	132,24	-18,80	1,44	3,85
Perdas Totais:						32,32	443,70

2.2. Período 2

Tabela A.15: Resultados dos barramentos obtidos após resolução das condições de complexidade que afectaram o leilão multiperíodo simulado (período 2).

Barramento		Tensão		Produção		Consumo		Condensador
Nó	Tipo	Módulo [pu]	Fase [°]	MW	Mvar	MW	Mvar	Mvar
1	Ref	1,03	0,00	208,49	5,28	108,00	22,00	0,00
2	PV	1,03	-0,07	195,00	4,40	95,00	20,00	0,00
3	PQ	0,99	-2,06	0,00	0,00	180,00	37,00	0,00
4	PQ	1,00	-3,48	0,00	0,00	72,00	15,00	0,00
5	PQ	1,02	-3,26	0,00	0,00	65,00	14,00	0,00
6	PQ	1,02	-6,18	0,00	0,00	134,00	28,00	-103,09
7	PV	1,03	-3,19	224,00	56,08	125,00	25,00	0,00
8	PQ	1,00	-6,30	0,00	0,00	170,00	35,00	0,00
9	PQ	1,00	-2,24	0,00	0,00	170,00	36,00	0,00
10	PQ	1,03	-3,67	0,00	0,00	195,00	40,00	0,00
11	PQ	1,03	2,63	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
12	PQ	1,01	3,86	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
13	PV	1,03	7,19	455,00	58,40	265,00	54,00	0,00
14	PQ	1,06	4,00	0,00	0,00	197,00	39,00	224,51
15	PQ	1,02	10,19	140,00	75,00	317,00	64,00	0,00
16	PV	1,03	9,82	145,00	23,80	120,00	20,00	0,00
17	PQ	1,03	13,34	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
18	PV	1,03	14,45	360,00	58,04	326,00	68,00	0,00
19	PQ	1,02	9,43	0,00	0,00	190,00	37,00	0,00
20	PQ	1,02	11,12	0,00	0,00	115,00	26,00	0,00
21	PV	1,03	15,21	362,00	-21,78	0,00	0,00	0,00
22	PV	1,03	19,71	232,00	-38,11	0,00	0,00	0,00
23	PV	1,03	12,69	555,00	-8,60	0,00	0,00	0,00
24	PQ	1,00	5,67	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

Tabela A.16: Resultados dos transformadores obtidos após resolução das condições de complexidade que afectaram o leilão multiperíodo simulado (período 2).

Transformador		Capacidade	Primário		Secundário		Perdas
Nó P	Nó S	MVA	MW	Mvar	MW	Mvar	Mvar
3	24	160,16	-157,98	-4,77	157,98	26,34	21,57
9	11	111,52	-104,36	-29,48	104,36	39,32	9,83
9	12	130,70	-128,76	-8,55	128,76	22,47	13,92
10	11	139,82	-139,29	12,11	139,29	3,23	15,35
10	12	167,48	-163,92	34,34	163,92	-12,32	22,02

Tabela A.17: Resultados dos trânsitos de potência nas linhas obtidos após resolução das condições de complexidade que afectaram o leilão multiperíodo simulado (período 2).

Linha		Emissão		Recepção		Potência de Perdas	
Nó i	Nó j	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar
1	2	9,08	-26,15	-9,07	-22,76	0,00	48,91
1	3	21,52	13,27	-21,14	-17,63	0,38	4,36
1	5	69,89	-3,84	-68,89	5,33	1,01	1,49
2	4	52,11	13,70	-51,20	-13,69	0,91	0,01
2	6	56,96	-6,54	-55,44	7,00	1,53	0,46
3	9	-0,88	-14,60	0,93	11,63	0,05	2,97
4	9	-20,80	-1,31	20,92	-1,04	0,12	2,35
5	10	3,89	-19,33	-3,81	17,10	0,08	2,23
6	10	-78,56	-138,09	79,41	-116,37	0,85	254,46
7	8	99,00	31,08	-97,38	-26,52	1,62	4,56
8	9	-40,53	6,95	41,27	-8,55	0,74	1,60
8	10	-32,10	-15,43	32,61	12,82	0,52	2,61
11	13	-173,34	24,45	175,12	-21,18	1,78	3,27
11	14	-70,32	-67,00	70,77	60,88	0,45	6,12
12	13	-128,91	-17,49	129,90	14,80	0,99	2,69
12	23	-163,77	7,34	167,04	-3,10	3,27	4,24
13	23	-115,02	10,77	116,45	-18,93	1,43	8,16
14	16	-267,77	124,63	271,70	-102,93	3,94	21,70
15	16	34,73	-44,08	-34,67	40,73	0,06	3,34
15	21	-185,71	13,34	187,80	-7,91	2,09	5,43
15	21	-185,71	13,34	187,80	-7,91	2,09	5,43
15	24	159,68	28,39	-157,98	-26,35	1,70	2,05
16	17	-247,15	35,99	249,09	-26,49	1,95	9,50
16	19	35,11	30,01	-35,05	-34,61	0,06	4,60
17	18	-140,02	17,94	140,36	-18,45	0,34	0,50
17	22	-109,07	8,55	110,64	-19,80	1,57	11,25
18	21	-53,18	4,24	53,27	-9,32	0,09	5,08
18	21	-53,18	4,24	53,27	-9,32	0,09	5,08
19	20	-77,48	-1,19	77,77	-5,25	0,29	6,44
19	20	-77,48	-1,19	77,77	-5,25	0,29	6,44
20	23	-135,27	-7,75	135,76	6,72	0,49	1,03
20	23	-135,27	-7,75	135,76	6,72	0,49	1,03
21	22	-120,14	12,68	121,36	-18,31	1,22	5,62
Perdas Totais:						32,49	445,04

2.3. Período 3

Tabela A.18: Resultados dos barramentos obtidos após resolução das condições de complexidade que afectaram o leilão multiperíodo simulado (período 3).

Barramento		Tensão		Produção		Consumo		Condensador
Nó	Tipo	Módulo [pu]	Fase [°]	MW	Mvar	MW	Mvar	Mvar
1	Ref	1,03	0,00	184,71	12,31	115,00	22,00	0,00
2	PV	1,03	-0,02	182,09	7,43	97,00	20,00	0,00
3	PQ	0,99	-0,70	0,00	0,00	180,00	37,00	0,00
4	PQ	1,00	-2,59	0,00	0,00	74,00	15,00	0,00
5	PQ	1,02	-2,60	0,00	0,00	70,00	14,00	0,00
6	PQ	1,02	-5,00	0,00	0,00	136,00	28,00	-103,09
7	PV	1,03	0,13	237,75	51,86	125,00	25,00	0,00
8	PQ	1,00	-3,49	0,00	0,00	160,00	35,00	0,00
9	PQ	1,00	-0,52	0,00	0,00	175,00	36,00	0,00
10	PQ	1,03	-2,08	0,00	0,00	195,00	40,00	0,00
11	PQ	1,03	4,54	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
12	PQ	1,01	5,96	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
13	PV	1,03	9,61	492,06	61,91	270,00	54,00	0,00
14	PQ	1,06	5,71	0,00	0,00	215,00	39,00	224,01
15	PQ	1,02	12,04	128,10	73,90	317,00	64,00	0,00
16	PV	1,03	11,72	142,08	32,43	120,00	20,00	0,00
17	PQ	1,03	15,28	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
18	PV	1,03	16,36	348,19	61,08	333,00	68,00	0,00
19	PQ	1,02	11,54	0,00	0,00	186,00	37,00	0,00
20	PQ	1,02	13,36	0,00	0,00	135,00	26,00	0,00
21	PV	1,03	17,22	379,76	-19,81	0,00	0,00	0,00
22	PV	1,03	22,05	247,99	-38,54	0,00	0,00	0,00
23	PV	1,03	15,13	593,99	-7,21	0,00	0,00	0,00
24	PQ	1,00	7,34	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

Tabela A.19: Resultados dos transformadores obtidos após resolução das condições de complexidade que afectaram o leilão multiperíodo simulado (período 3).

Transformador		Capacidade	Primário		Secundário		Perdas
Nó P	Nó S	MVA	MW	Mvar	MW	Mvar	Mvar
3	24	165,96	-163,88	-2,96	163,88	26,17	23,21
9	11	115,02	-108,26	-28,37	108,26	38,85	10,48
9	12	138,28	-136,47	-6,66	136,47	22,28	15,62
10	11	146,73	-146,06	14,00	146,06	2,90	16,91
10	12	178,48	-174,57	37,19	174,57	-12,18	25,02

Tabela A.20: Resultados dos transitos de potência nas linhas obtidos após resolução das condições de complexidade que afectaram o leilão multiperíodo simulado (período 3).

Linha		Emissão		Recepção		Potência de Perdas	
Nó i	Nó j	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar
1	2	2,59	-24,94	-2,59	-23,98	0,00	48,92
1	3	10,75	15,92	-10,51	-20,79	0,24	4,87
1	5	56,37	-0,67	-55,72	0,80	0,65	0,13
2	4	40,93	16,32	-40,31	-17,45	0,62	1,13
2	6	46,74	-4,92	-45,72	3,44	1,03	1,48
3	9	-5,61	-13,25	5,66	10,27	0,05	2,97
4	9	-33,69	2,45	34,00	-4,05	0,31	1,60
5	10	-14,28	-14,80	14,36	12,61	0,09	2,19
6	10	-90,28	-134,53	91,39	-118,76	1,11	253,29
7	8	112,75	26,86	-110,73	-20,76	2,02	6,10
8	9	-29,68	4,26	30,08	-7,19	0,40	2,94
8	10	-19,59	-18,49	19,87	14,96	0,28	3,54
11	13	-192,80	26,27	195,00	-19,71	2,20	6,56
11	14	-61,52	-68,03	61,91	61,53	0,40	6,50
12	13	-141,20	-17,89	142,40	16,78	1,19	1,11
12	23	-169,84	7,79	173,36	-1,54	3,52	6,25
13	23	-115,34	10,84	116,77	-18,94	1,44	8,10
14	16	-276,91	123,48	281,07	-100,08	4,16	23,41
15	16	28,54	-46,44	-28,48	43,06	0,06	3,37
15	21	-191,58	13,54	193,81	-7,04	2,23	6,50
15	21	-191,58	13,54	193,81	-7,04	2,23	6,50
15	24	165,72	29,27	-163,88	-26,18	1,84	3,08
16	17	-249,61	36,76	251,60	-26,95	1,99	9,81
16	19	19,10	32,68	-19,05	-37,43	0,05	4,75
17	18	-135,73	16,79	136,05	-17,46	0,32	0,67
17	22	-115,87	10,15	117,64	-19,82	1,77	9,67
18	21	-60,43	5,27	60,54	-10,14	0,12	4,87
18	21	-60,43	5,27	60,54	-10,14	0,12	4,87
19	20	-83,47	0,22	83,81	-6,28	0,34	6,07
19	20	-83,47	0,22	83,81	-6,28	0,34	6,07
20	23	-151,31	-6,72	151,93	6,63	0,61	0,09
20	23	-151,31	-6,72	151,93	6,63	0,61	0,09
21	22	-128,95	14,55	130,35	-18,72	1,40	4,17
Perdas Totais:						33,72	451,63

2.4. Período 4

Tabela A.21: Resultados dos barramentos obtidos após resolução das condições de complexidade que afectaram o leilão multiperíodo simulado (período 4).

Barramento		Tensão		Produção		Consumo		Condensador
Nó	Tipo	Módulo [pu]	Fase [°]	MW	Mvar	MW	Mvar	Mvar
1	Ref	1,03	0,00	162,53	14,79	100,00	22,00	0,00
2	PV	1,03	0,05	199,48	6,03	97,00	20,00	0,00
3	PQ	0,98	-0,48	0,00	0,00	180,00	37,00	0,00
4	PQ	0,99	-2,75	0,00	0,00	74,00	15,00	0,00
5	PQ	1,02	-2,77	0,00	0,00	65,00	14,00	0,00
6	PQ	1,01	-5,45	0,00	0,00	136,00	28,00	-102,70
7	PV	1,03	-0,80	239,27	55,03	125,00	25,00	0,00
8	PQ	1,00	-4,45	0,00	0,00	171,00	35,00	0,00
9	PQ	1,00	-0,87	0,00	0,00	180,00	36,00	0,00
10	PQ	1,03	-2,67	0,00	0,00	215,00	40,00	0,00
11	PQ	1,03	4,22	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
12	PQ	1,01	5,63	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
13	PV	1,03	9,30	484,61	69,52	265,00	54,00	0,00
14	PQ	1,06	5,52	0,00	0,00	250,00	39,00	222,81
15	PQ	1,02	13,01	159,38	74,71	310,00	64,00	0,00
16	PV	1,03	12,38	159,61	43,70	120,00	20,00	0,00
17	PQ	1,03	16,22	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
18	PV	1,03	17,39	348,89	61,03	320,00	68,00	0,00
19	PQ	1,02	11,83	0,00	0,00	190,00	37,00	0,00
20	PQ	1,02	13,38	0,00	0,00	137,00	26,00	0,00
21	PV	1,03	18,25	374,21	-18,49	0,00	0,00	0,00
22	PV	1,03	23,41	264,35	-38,75	0,00	0,00	0,00
23	PV	1,03	15,01	579,21	-4,56	0,00	0,00	0,00
24	PQ	1,00	8,03	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

Tabela A.22: Resultados dos transformadores obtidos após resolução das condições de complexidade que afectaram o leilão multiperíodo simulado (período 4).

Transformador		Capacidade	Primário		Secundário		Perdas
Nó P	Nó S	MVA	MW	Mvar	MW	Mvar	Mvar
3	24	175,31	-173,23	-0,96	173,23	26,93	25,97
9	11	115,13	-108,46	-28,07	108,46	38,61	10,54
9	12	138,27	-136,36	-7,22	136,36	22,87	15,66
10	11	152,11	-151,44	14,30	151,44	3,94	18,25
10	12	183,25	-179,53	36,72	179,53	-10,24	26,48

Tabela A.23: Resultados dos trânsitos de potência nas linhas obtidos após resolução das condições de complexidade que afectaram o leilão multiperíodo simulado (período 4).

Linha		Emissão		Recepção		Potência de Perdas	
Nó i	Nó j	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar
1	2	-6,70	-23,20	6,70	-25,71	0,00	48,91
1	3	9,17	16,71	-8,92	-21,58	0,24	4,86
1	5	60,07	-0,72	-59,32	1,20	0,74	0,47
2	4	44,19	16,45	-43,49	-17,23	0,71	0,79
2	6	51,58	-4,70	-50,33	4,10	1,25	0,61
3	9	2,16	-14,47	-2,10	11,51	0,05	2,96
4	9	-30,51	2,23	30,77	-4,04	0,26	1,80
5	10	-5,68	-15,20	5,73	12,88	0,05	2,32
6	10	-85,67	-134,80	86,67	-117,91	1,00	252,71
7	8	114,27	30,03	-112,17	-23,63	2,10	6,41
8	9	-35,59	5,95	36,16	-8,18	0,57	2,23
8	10	-23,25	-17,32	23,58	14,01	0,33	3,32
11	13	-193,30	22,26	195,51	-15,63	2,20	6,63
11	14	-66,60	-64,81	67,01	58,47	0,41	6,34
12	13	-142,22	-20,30	143,44	19,39	1,22	0,91
12	23	-173,67	7,66	177,36	-0,08	3,69	7,58
13	23	-119,34	11,76	120,88	-19,06	1,54	7,30
14	16	-317,01	125,34	322,28	-93,26	5,27	32,09
15	16	61,45	-49,57	-61,32	46,73	0,13	2,84
15	21	-193,68	14,28	195,96	-7,39	2,28	6,88
15	21	-193,68	14,28	195,96	-7,39	2,28	6,88
15	24	175,29	31,72	-173,23	-26,92	2,06	4,80
16	17	-269,00	41,32	271,31	-28,96	2,31	12,36
16	19	47,66	28,91	-47,57	-33,30	0,09	4,39
17	18	-148,30	17,18	148,68	-17,36	0,38	0,18
17	22	-123,02	11,78	125,01	-19,67	2,00	7,89
18	21	-59,89	5,19	60,01	-10,08	0,11	4,89
18	21	-59,89	5,19	60,01	-10,08	0,11	4,89
19	20	-71,22	-1,85	71,46	-4,94	0,25	6,79
19	20	-71,22	-1,85	71,46	-4,94	0,25	6,79
20	23	-139,96	-8,06	140,49	7,29	0,52	0,76
20	23	-139,96	-8,06	140,49	7,29	0,52	0,76
21	22	-137,73	16,47	139,34	-19,08	1,60	2,61
Perdas Totais:						36,54	461,96

Anexo B

1. Caso de estudo 2: resultados iniciais

Na presente secção deste trabalho são apresentados os resultados detalhados do Operador de Sistema em cada uma das horas do período de programação considerado no caso de estudo 2.

1.1. Período 1

Tabela B.1: Resultados dos barramentos para o despacho inicial de produção do período 1.

Barramento		Tensão		Produção		Consumo		Condensador
Nó	Tipo	Módulo [pu]	Fase [°]	MW	Mvar	MW	Mvar	Mvar
1	Ref	1,03	0,00	166,55	14,75	105,00	22,00	0,00
2	PV	1,03	0,04	180,00	5,89	95,00	20,00	0,00
3	PQ	0,98	-0,88	0,00	0,00	190,00	37,00	0,00
4	PQ	1,00	-2,14	0,00	0,00	65,00	15,00	0,00
5	PQ	1,02	-2,51	0,00	0,00	75,00	14,00	0,00
6	PQ	1,02	-4,62	0,00	0,00	134,00	28,00	-103,24
7	PV	1,03	0,98	250,00	51,35	125,00	25,00	0,00
8	PQ	1,00	-3,06	0,00	0,00	170,00	35,00	0,00
9	PQ	1,00	-0,30	0,00	0,00	180,00	36,00	0,00
10	PQ	1,03	-1,67	0,00	0,00	185,00	40,00	0,00
11	PQ	1,03	4,90	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
12	PQ	1,01	6,28	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
13	PV	1,03	10,00	495,00	59,81	265,00	54,00	0,00
14	PQ	1,06	6,09	0,00	0,00	200,00	39,00	224,36
15	PQ	1,02	12,07	155,00	75,00	320,00	64,00	0,00
16	PV	1,03	11,81	135,00	24,10	105,00	20,00	0,00
17	PQ	1,03	15,13	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
18	PV	1,03	16,08	350,00	60,39	340,00	68,00	0,00
19	PQ	1,02	11,63	0,00	0,00	193,00	37,00	0,00
20	PQ	1,02	13,54	0,00	0,00	130,00	26,00	0,00
21	PV	1,03	16,87	340,00	-19,02	0,00	0,00	0,00
22	PV	1,03	21,78	248,00	-38,73	0,00	0,00	0,00
23	PV	1,03	15,32	590,00	-7,30	0,00	0,00	0,00
24	PQ	1,00	7,30	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

Tabela B.2: Resultados dos transformadores para o despacho inicial de produção do período 1.

Transformador		Capacidade	Primário		Secundário		Perdas
Nó P	Nó S	MVA	MW	Mvar	MW	Mvar	Mvar
3	24	168,75	-166,50	-3,40	166,50	27,42	24,02
9	11	118,07	-111,27	-28,44	111,27	39,48	11,04
9	12	140,40	-138,56	-6,58	138,56	22,68	16,10
10	11	145,91	-145,22	14,15	145,22	2,55	16,70
10	12	176,85	-172,85	37,40	172,85	-12,86	24,54

Tabela B.3: Resultados dos trânsitos de potência nas linhas para o despacho inicial de produção do período 1.

Linha		Emissão		Recepção		Potência de Perdas	
Nó i	Nó j	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar
1	2	-5,61	-23,41	5,61	-25,51	0,00	48,91
1	3	12,37	16,12	-12,10	-20,89	0,27	4,77
1	5	54,79	0,04	-54,17	-0,05	0,62	0,01
2	4	35,57	16,21	-35,08	-17,83	0,49	1,63
2	6	43,82	-4,82	-42,92	2,86	0,90	1,96
3	9	-11,40	-12,71	11,48	9,84	0,08	2,86
4	9	-29,92	2,83	30,16	-4,69	0,25	1,85
5	10	-20,83	-13,95	20,96	11,94	0,13	2,01
6	10	-91,08	-134,09	92,21	-119,44	1,12	253,53
7	8	125,00	26,35	-122,55	-18,58	2,45	7,77
8	9	-27,84	3,01	28,18	-6,14	0,34	3,13
8	10	-19,61	-19,43	19,91	15,95	0,29	3,48
11	13	-193,91	27,17	196,14	-20,40	2,23	6,77
11	14	-62,58	-69,20	62,99	62,80	0,41	6,40
12	13	-143,85	-17,07	145,08	16,30	1,24	0,78
12	23	-167,56	7,26	170,99	-1,76	3,43	5,50
13	23	-111,22	9,91	112,56	-18,80	1,33	8,89
14	16	-262,99	122,56	266,80	-101,90	3,80	20,66
15	16	22,60	-43,04	-22,56	39,57	0,05	3,47
15	21	-178,00	11,52	179,93	-7,42	1,92	4,10
15	21	-178,00	11,52	179,93	-7,42	1,92	4,10
15	24	168,40	31,01	-166,50	-27,43	1,90	3,58
16	17	-232,82	33,08	234,55	-25,32	1,73	7,77
16	19	18,58	33,35	-18,53	-38,09	0,05	4,75
17	18	-120,63	15,53	120,88	-16,73	0,25	1,20
17	22	-113,92	9,79	115,63	-19,92	1,71	10,13
18	21	-55,44	4,56	55,54	-9,58	0,10	5,02
18	21	-55,44	4,56	55,54	-9,58	0,10	5,02
19	20	-87,23	0,55	87,61	-6,36	0,37	5,82
19	20	-87,23	0,55	87,61	-6,36	0,37	5,82
20	23	-152,61	-6,64	153,23	6,63	0,62	0,00
20	23	-152,61	-6,64	153,23	6,63	0,62	0,00
21	22	-130,92	14,98	132,37	-18,81	1,45	3,83
Perdas Totais:						32,55	445,51

1.2. Período 2

Tabela B.4: Resultados dos barramentos para o despacho inicial de produção do período 2.

Barramento		Tensão		Produção		Consumo		Condensador
Nó	Tipo	Módulo [pu]	Fase [°]	MW	Mvar	MW	Mvar	Mvar
1	Ref	1,03	0,00	208,49	5,28	108,00	22,00	0,00
2	PV	1,03	-0,07	195,00	4,40	95,00	20,00	0,00
3	PQ	0,99	-2,06	0,00	0,00	180,00	37,00	0,00
4	PQ	1,00	-3,48	0,00	0,00	72,00	15,00	0,00
5	PQ	1,02	-3,26	0,00	0,00	65,00	14,00	0,00
6	PQ	1,02	-6,18	0,00	0,00	134,00	28,00	-103,09
7	PV	1,03	-3,19	224,00	56,08	125,00	25,00	0,00
8	PQ	1,00	-6,30	0,00	0,00	170,00	35,00	0,00
9	PQ	1,00	-2,24	0,00	0,00	170,00	36,00	0,00
10	PQ	1,03	-3,67	0,00	0,00	195,00	40,00	0,00
11	PQ	1,03	2,63	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
12	PQ	1,01	3,86	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
13	PV	1,03	7,19	455,00	58,40	265,00	54,00	0,00
14	PQ	1,06	4,00	0,00	0,00	197,00	39,00	224,51
15	PQ	1,02	10,19	140,00	75,00	317,00	64,00	0,00
16	PV	1,03	9,82	145,00	23,80	120,00	20,00	0,00
17	PQ	1,03	13,34	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
18	PV	1,03	14,45	360,00	58,04	326,00	68,00	0,00
19	PQ	1,02	9,43	0,00	0,00	190,00	37,00	0,00
20	PQ	1,02	11,12	0,00	0,00	115,00	26,00	0,00
21	PV	1,03	15,21	362,00	-21,78	0,00	0,00	0,00
22	PV	1,03	19,71	232,00	-38,11	0,00	0,00	0,00
23	PV	1,03	12,69	555,00	-8,60	0,00	0,00	0,00
24	PQ	1,00	5,67	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

Tabela B.5: Resultados dos transformadores para o despacho inicial de produção do período 2.

Transformador		Capacidade	Primário		Secundário		Perdas
Nó P	Nó S	MVA	MW	Mvar	MW	Mvar	Mvar
3	24	160,16	-157,98	-4,77	157,98	26,34	21,57
9	11	111,52	-104,36	-29,48	104,36	39,32	9,83
9	12	130,70	-128,76	-8,55	128,76	22,47	13,92
10	11	139,82	-139,29	12,11	139,29	3,23	15,35
10	12	167,48	-163,92	34,34	163,92	-12,32	22,02

Tabela B.6: Resultados dos trânsitos de potência nas linhas para o despacho inicial de produção do período 2.

Linha		Emissão		Recepção		Potência de Perdas	
Nó i	Nó j	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar
1	2	9,08	-26,15	-9,07	-22,76	0,00	48,91
1	3	21,52	13,27	-21,14	-17,63	0,38	4,36
1	5	69,89	-3,84	-68,89	5,33	1,01	1,49
2	4	52,11	13,70	-51,20	-13,69	0,91	0,01
2	6	56,96	-6,54	-55,44	7,00	1,53	0,46
3	9	-0,88	-14,60	0,93	11,63	0,05	2,97
4	9	-20,80	-1,31	20,92	-1,04	0,12	2,35
5	10	3,89	-19,33	-3,81	17,10	0,08	2,23
6	10	-78,56	-138,09	79,41	-116,37	0,85	254,46
7	8	99,00	31,08	-97,38	-26,52	1,62	4,56
8	9	-40,53	6,95	41,27	-8,55	0,74	1,60
8	10	-32,10	-15,43	32,61	12,82	0,52	2,61
11	13	-173,34	24,45	175,12	-21,18	1,78	3,27
11	14	-70,32	-67,00	70,77	60,88	0,45	6,12
12	13	-128,91	-17,49	129,90	14,80	0,99	2,69
12	23	-163,77	7,34	167,04	-3,10	3,27	4,24
13	23	-115,02	10,77	116,45	-18,93	1,43	8,16
14	16	-267,77	124,63	271,70	-102,93	3,94	21,70
15	16	34,73	-44,08	-34,67	40,73	0,06	3,34
15	21	-185,71	13,34	187,80	-7,91	2,09	5,43
15	21	-185,71	13,34	187,80	-7,91	2,09	5,43
15	24	159,68	28,39	-157,98	-26,35	1,70	2,05
16	17	-247,15	35,99	249,09	-26,49	1,95	9,50
16	19	35,11	30,01	-35,05	-34,61	0,06	4,60
17	18	-140,02	17,94	140,36	-18,45	0,34	0,50
17	22	-109,07	8,55	110,64	-19,80	1,57	11,25
18	21	-53,18	4,24	53,27	-9,32	0,09	5,08
18	21	-53,18	4,24	53,27	-9,32	0,09	5,08
19	20	-77,48	-1,19	77,77	-5,25	0,29	6,44
19	20	-77,48	-1,19	77,77	-5,25	0,29	6,44
20	23	-135,27	-7,75	135,76	6,72	0,49	1,03
20	23	-135,27	-7,75	135,76	6,72	0,49	1,03
21	22	-120,14	12,68	121,36	-18,31	1,22	5,62
Perdas Totais:						32,49	445,04

1.3. Período 3

Tabela B.7: Resultados dos barramentos para o despacho inicial de produção do período 3.

Barramento		Tensão		Produção		Consumo		Condensador
Nó	Tipo	Módulo [pu]	Fase [°]	MW	Mvar	MW	Mvar	Mvar
1	Ref	1,03	0,00	169,12	15,53	115,00	22,00	0,00
2	PV	1,03	0,04	185,00	6,93	97,00	20,00	0,00
3	PQ	0,99	-0,25	0,00	0,00	180,00	37,00	0,00
4	PQ	1,00	-2,31	0,00	0,00	74,00	15,00	0,00
5	PQ	1,02	-2,40	0,00	0,00	70,00	14,00	0,00
6	PQ	1,02	-4,69	0,00	0,00	136,00	28,00	-103,10
7	PV	1,03	0,57	238,00	51,86	125,00	25,00	0,00
8	PQ	1,00	-3,05	0,00	0,00	160,00	35,00	0,00
9	PQ	1,00	-0,06	0,00	0,00	175,00	36,00	0,00
10	PQ	1,03	-1,68	0,00	0,00	195,00	40,00	0,00
11	PQ	1,03	5,08	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
12	PQ	1,01	6,48	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
13	PV	1,03	10,17	493,00	63,42	270,00	54,00	0,00
14	PQ	1,06	6,34	0,00	0,00	215,00	39,00	223,90
15	PQ	1,02	12,78	130,00	75,00	317,00	64,00	0,00
16	PV	1,03	12,44	145,00	33,47	120,00	20,00	0,00
17	PQ	1,03	16,05	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
18	PV	1,03	17,13	350,00	61,08	333,00	68,00	0,00
19	PQ	1,02	12,22	0,00	0,00	186,00	37,00	0,00
20	PQ	1,02	14,01	0,00	0,00	135,00	26,00	0,00
21	PV	1,03	18,00	382,00	-19,68	0,00	0,00	0,00
22	PV	1,03	22,87	250,00	-38,57	0,00	0,00	0,00
23	PV	1,03	15,77	595,00	-6,77	0,00	0,00	0,00
24	PQ	1,00	7,97	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

Tabela B.8: Resultados dos transformadores para o despacho inicial de produção do período 3.

Transformador		Capacidade	Primário		Secundário		Perdas
Nó P	Nó S	MVA	MW	Mvar	MW	Mvar	Mvar
3	24	169,45	-167,40	-2,02	167,40	26,23	24,22
9	11	116,67	-110,04	-27,97	110,04	38,75	10,79
9	12	139,50	-137,72	-6,29	137,72	22,19	15,91
10	11	149,95	-149,22	14,73	149,22	2,92	17,66
10	12	181,17	-177,15	37,91	177,15	-12,14	25,77

Tabela B.9: Resultados dos trânsitos de potência nas linhas para o despacho inicial de produção do período 3.

Linha		Emissão		Recepção		Potência de Perdas	
Nó i	Nó j	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar
1	2	-5,47	-23,43	5,47	-25,48	0,00	48,91
1	3	7,19	16,85	-6,96	-21,77	0,23	4,92
1	5	52,39	0,11	-51,83	-0,33	0,56	0,22
2	4	38,10	16,97	-37,54	-18,33	0,56	1,36
2	6	44,44	-4,56	-43,51	2,70	0,93	1,86
3	9	-5,63	-13,21	5,68	10,24	0,05	2,97
4	9	-36,46	3,33	36,83	-4,72	0,37	1,39
5	10	-18,17	-13,67	18,28	11,57	0,11	2,10
6	10	-92,49	-133,79	93,65	-119,28	1,16	253,07
7	8	113,00	26,86	-110,97	-20,73	2,03	6,13
8	9	-29,85	4,35	30,25	-7,27	0,40	2,92
8	10	-19,18	-18,62	19,45	15,06	0,27	3,56
11	13	-193,60	25,80	195,82	-19,09	2,22	6,70
11	14	-65,67	-67,47	66,09	61,16	0,42	6,31
12	13	-142,88	-18,18	144,11	17,30	1,22	0,88
12	23	-171,99	8,13	175,61	-1,15	3,62	6,98
13	23	-116,93	11,21	118,40	-18,99	1,48	7,79
14	16	-281,09	123,74	285,35	-99,48	4,26	24,26
15	16	29,93	-46,67	-29,87	43,31	0,06	3,36
15	21	-193,13	13,86	195,39	-7,08	2,27	6,78
15	21	-193,13	13,86	195,39	-7,08	2,27	6,78
15	24	169,32	29,95	-167,40	-26,24	1,92	3,71
16	17	-252,40	37,40	254,43	-27,23	2,03	10,17
16	19	21,92	32,24	-21,87	-36,97	0,05	4,73
17	18	-137,64	16,87	137,96	-17,47	0,33	0,60
17	22	-116,79	10,36	118,59	-19,80	1,80	9,44
18	21	-60,48	5,28	60,60	-10,15	0,12	4,87
18	21	-60,48	5,28	60,60	-10,15	0,12	4,87
19	20	-82,07	-0,01	82,40	-6,14	0,33	6,16
19	20	-82,07	-0,01	82,40	-6,14	0,33	6,16
20	23	-149,90	-6,86	150,50	6,68	0,60	0,17
20	23	-149,90	-6,86	150,50	6,68	0,60	0,17
21	22	-129,98	14,77	131,41	-18,77	1,43	3,99
Perdas Totais:						34,12	454,29

1.4. Período 4

Tabela B.10: Resultados dos barramentos para o despacho inicial de produção do período 4.

Barramento		Tensão		Produção		Consumo		Condensador
Nó	Tipo	Módulo [pu]	Fase [°]	MW	Mvar	MW	Mvar	Mvar
1	Ref	1,03	0,00	170,91	13,21	100,00	22,00	0,00
2	PV	1,03	0,03	200,00	6,12	97,00	20,00	0,00
3	PQ	0,98	-0,76	0,00	0,00	180,00	37,00	0,00
4	PQ	0,99	-2,93	0,00	0,00	74,00	15,00	0,00
5	PQ	1,02	-2,90	0,00	0,00	65,00	14,00	0,00
6	PQ	1,01	-5,66	0,00	0,00	136,00	28,00	-102,66
7	PV	1,03	-1,04	240,00	55,00	125,00	25,00	0,00
8	PQ	1,00	-4,71	0,00	0,00	171,00	35,00	0,00
9	PQ	1,00	-1,18	0,00	0,00	180,00	36,00	0,00
10	PQ	1,03	-2,95	0,00	0,00	215,00	40,00	0,00
11	PQ	1,03	3,79	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
12	PQ	1,01	5,29	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
13	PV	1,03	8,93	486,00	69,40	265,00	54,00	0,00
14	PQ	1,05	4,92	0,00	0,00	265,00	39,00	222,57
15	PQ	1,02	12,59	160,00	75,00	310,00	64,00	0,00
16	PV	1,03	11,93	160,00	45,82	120,00	20,00	0,00
17	PQ	1,03	15,80	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
18	PV	1,03	16,98	350,00	61,04	320,00	68,00	0,00
19	PQ	1,02	11,40	0,00	0,00	190,00	37,00	0,00
20	PQ	1,02	12,98	0,00	0,00	137,00	26,00	0,00
21	PV	1,03	17,83	375,00	-18,81	0,00	0,00	0,00
22	PV	1,03	23,01	265,00	-38,75	0,00	0,00	0,00
23	PV	1,03	14,62	580,00	-4,75	0,00	0,00	0,00
24	PQ	1,00	7,67	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

Tabela B.11: Resultados dos transformadores para o despacho inicial de produção do período 4.

Transformador		Capacidade	Primário		Secundário		Perdas
Nó P	Nó S	MVA	MW	Mvar	MW	Mvar	Mvar
3	24	173,61	-171,50	-1,52	171,50	26,97	25,45
9	11	112,77	-106,01	-28,34	106,01	38,46	10,11
9	12	137,70	-135,76	-7,50	135,76	23,02	15,52
10	11	148,78	-148,14	13,77	148,14	3,70	17,46
10	12	181,80	-178,16	36,21	178,16	-10,14	26,07

Tabela B.12: Resultados dos trânsitos de potência nas linhas para o despacho inicial de produção do período 4.

Linha		Emissão		Recepção		Potência de Perdas	
Nó i	Nó j	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar
1	2	-3,36	-23,83	3,36	-25,09	0,00	48,92
1	3	11,37	16,17	-11,12	-20,99	0,26	4,82
1	5	62,90	-1,13	-62,08	1,88	0,81	0,75
2	4	46,29	16,08	-45,53	-16,66	0,76	0,57
2	6	53,35	-4,87	-52,01	4,60	1,34	0,27
3	9	2,62	-14,49	-2,56	11,54	0,06	2,96
4	9	-28,47	1,66	28,70	-3,59	0,22	1,93
5	10	-2,92	-15,88	2,97	13,56	0,05	2,32
6	10	-83,99	-135,26	84,95	-117,51	0,97	252,77
7	8	115,00	30,00	-112,87	-23,50	2,13	6,50
8	9	-35,07	5,81	35,63	-8,10	0,56	2,29
8	10	-23,05	-17,31	23,38	13,98	0,33	3,33
11	13	-195,42	22,59	197,67	-15,58	2,25	7,01
11	14	-58,73	-64,74	59,09	58,01	0,36	6,73
12	13	-141,10	-20,37	142,30	19,31	1,20	1,06
12	23	-172,82	7,48	176,47	-0,19	3,65	7,29
13	23	-118,97	11,68	120,50	-19,05	1,53	7,38
14	16	-324,09	125,56	329,57	-91,82	5,48	33,74
15	16	64,56	-49,48	-64,42	46,70	0,14	2,77
15	21	-194,04	14,52	196,33	-7,57	2,29	6,95
15	21	-194,04	14,52	196,33	-7,57	2,29	6,95
15	24	173,52	31,45	-171,50	-26,97	2,01	4,48
16	17	-270,77	41,74	273,11	-29,13	2,34	12,60
16	19	45,63	29,20	-45,54	-33,63	0,09	4,43
17	18	-149,71	17,27	150,10	-17,39	0,39	0,12
17	22	-123,40	11,86	125,41	-19,65	2,01	7,79
18	21	-60,05	5,22	60,16	-10,10	0,11	4,89
18	21	-60,05	5,22	60,16	-10,10	0,11	4,89
19	20	-72,23	-1,69	72,49	-5,05	0,26	6,74
19	20	-72,23	-1,69	72,49	-5,05	0,26	6,74
20	23	-140,99	-7,95	141,52	7,25	0,53	0,71
20	23	-140,99	-7,95	141,52	7,25	0,53	0,71
21	22	-137,98	16,52	139,59	-19,09	1,61	2,57
Perdas Totais:						36,91	463,96

2. Caso de estudo 2: resultados finais

Na presente secção deste trabalho são apresentados os resultados detalhados do Operador de Sistema, após resolução das condições de complexidade e restrições do sistema que afectaram o leilão multiperíodo simulado no caso de estudo 2.

2.1. Período 1

Tabela B.13: Resultados dos barramentos obtidos após resolução das condições de complexidade e restrições do sistema que afectaram o leilão multiperíodo simulado (período 1).

Barramento		Tensão		Produção		Consumo		Condensador
Nó	Tipo	Módulo [pu]	Fase [°]	MW	Mvar	MW	Mvar	Mvar
1	Ref	1,03	0,00	178,34	12,36	105,00	22,00	0,00
2	PV	1,03	0,00	179,28	6,00	95,00	20,00	0,00
3	PQ	0,98	-1,23	0,00	0,00	190,00	37,00	0,00
4	PQ	1,00	-2,38	0,00	0,00	65,00	15,00	0,00
5	PQ	1,02	-2,69	0,00	0,00	75,00	14,00	0,00
6	PQ	1,02	-4,90	0,00	0,00	134,00	28,00	-103,22
7	PV	1,03	0,32	246,58	51,89	125,00	25,00	0,00
8	PQ	1,00	-3,60	0,00	0,00	170,00	35,00	0,00
9	PQ	1,00	-0,69	0,00	0,00	180,00	36,00	0,00
10	PQ	1,03	-2,03	0,00	0,00	185,00	40,00	0,00
11	PQ	1,03	4,46	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
12	PQ	1,01	5,84	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
13	PV	1,03	9,52	492,51	59,11	265,00	54,00	0,00
14	PQ	1,06	5,61	0,00	0,00	200,00	39,00	224,42
15	PQ	1,02	11,55	154,63	74,82	320,00	64,00	0,00
16	PV	1,03	11,29	134,27	23,22	105,00	20,00	0,00
17	PQ	1,03	14,59	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
18	PV	1,03	15,54	348,02	60,55	340,00	68,00	0,00
19	PQ	1,02	11,13	0,00	0,00	193,00	37,00	0,00
20	PQ	1,02	13,04	0,00	0,00	130,00	26,00	0,00
21	PV	1,03	16,33	339,17	-19,34	0,00	0,00	0,00
22	PV	1,03	21,22	247,34	-38,72	0,00	0,00	0,00
23	PV	1,03	14,83	589,19	-7,54	0,00	0,00	0,00
24	PQ	1,00	6,84	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

Tabela B.14: Resultados dos transformadores obtidos após resolução das condições de complexidade e restrições do sistema que afectaram o leilão multiperíodo simulado (período 1).

Transformador		Capacidade	Primário		Secundário		Perdas
Nó P	Nó S	MVA	MW	Mvar	MW	Mvar	Mvar
3	24	166,70	-164,43	-4,00	164,43	27,42	23,42
9	11	117,17	-110,30	-28,68	110,30	39,54	10,87
9	12	139,62	-137,75	-6,83	137,75	22,74	15,91
10	11	143,92	-143,26	13,70	143,26	2,54	16,25
10	12	175,02	-171,08	36,92	171,08	-12,89	24,03

Tabela B.15: Resultados dos trânsitos de potência nas linhas obtidos após resolução das condições de complexidade e restrições do sistema que afectaram o leilão multiperíodo simulado (período 1).

Linha		Emissão		Recepção		Potência de Perdas	
Nó i	Nó j	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar
1	2	-0,14	-24,43	0,14	-24,49	0,00	48,92
1	3	15,12	15,44	-14,83	-20,11	0,29	4,67
1	5	58,37	-0,65	-57,67	0,96	0,70	0,31
2	4	38,15	15,64	-37,61	-17,06	0,54	1,42
2	6	45,99	-5,15	-44,99	3,55	0,99	1,60
3	9	-10,75	-12,89	10,83	10,01	0,08	2,88
4	9	-27,39	2,06	27,60	-4,07	0,21	2,01
5	10	-17,33	-14,96	17,44	12,86	0,11	2,10
6	10	-89,01	-134,77	90,08	-118,96	1,08	253,73
7	8	121,58	26,89	-119,25	-19,60	2,33	7,30
8	9	-29,25	3,45	29,63	-6,44	0,38	2,99
8	10	-21,51	-18,85	21,82	15,47	0,32	3,38
11	13	-192,63	27,27	194,83	-20,72	2,20	6,54
11	14	-60,93	-69,35	61,33	62,88	0,40	6,48
12	13	-142,32	-16,99	143,53	16,00	1,21	0,99
12	23	-166,51	7,14	169,89	-1,99	3,38	5,15
13	23	-110,84	9,83	112,17	-18,79	1,33	8,96
14	16	-261,33	122,54	265,10	-102,19	3,76	20,35
15	16	22,50	-42,69	-22,45	39,21	0,05	3,48
15	21	-177,07	11,44	178,98	-7,50	1,90	3,94
15	21	-177,07	11,44	178,98	-7,50	1,90	3,94
15	24	166,28	30,64	-164,43	-27,43	1,85	3,21
16	17	-231,29	32,75	232,99	-25,16	1,70	7,59
16	19	17,92	33,45	-17,87	-38,20	0,05	4,75
17	18	-119,37	15,44	119,62	-16,68	0,25	1,24
17	22	-113,62	9,73	115,32	-19,93	1,70	10,20
18	21	-55,80	4,61	55,90	-9,62	0,10	5,01
18	21	-55,80	4,61	55,90	-9,62	0,10	5,01
19	20	-87,57	0,60	87,94	-6,40	0,38	5,80
19	20	-87,57	0,60	87,94	-6,40	0,38	5,80
20	23	-152,94	-6,60	153,57	6,62	0,62	0,02
20	23	-152,94	-6,60	153,57	6,62	0,62	0,02
21	22	-130,58	14,90	132,02	-18,79	1,44	3,89
Perdas Totais:						32,34	443,65

2.2. Período 2

Tabela B.15: Resultados dos barramentos obtidos após resolução das condições de complexidade e restrições do sistema que afectaram o leilão multiperíodo simulado (período 2).

Barramento		Tensão		Produção		Consumo		Condensador
Nó	Tipo	Módulo [pu]	Fase [°]	MW	Mvar	MW	Mvar	Mvar
1	Ref	1,03	0,00	208,49	5,28	108,00	22,00	0,00
2	PV	1,03	-0,07	195,00	4,40	95,00	20,00	0,00
3	PQ	0,99	-2,06	0,00	0,00	180,00	37,00	0,00
4	PQ	1,00	-3,48	0,00	0,00	72,00	15,00	0,00
5	PQ	1,02	-3,26	0,00	0,00	65,00	14,00	0,00
6	PQ	1,02	-6,18	0,00	0,00	134,00	28,00	-103,09
7	PV	1,03	-3,19	224,00	56,08	125,00	25,00	0,00
8	PQ	1,00	-6,30	0,00	0,00	170,00	35,00	0,00
9	PQ	1,00	-2,24	0,00	0,00	170,00	36,00	0,00
10	PQ	1,03	-3,67	0,00	0,00	195,00	40,00	0,00
11	PQ	1,03	2,63	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
12	PQ	1,01	3,86	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
13	PV	1,03	7,19	455,00	58,40	265,00	54,00	0,00
14	PQ	1,06	4,00	0,00	0,00	197,00	39,00	224,51
15	PQ	1,02	10,19	140,00	75,00	317,00	64,00	0,00
16	PV	1,03	9,82	145,00	23,80	120,00	20,00	0,00
17	PQ	1,03	13,34	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
18	PV	1,03	14,45	360,00	58,04	326,00	68,00	0,00
19	PQ	1,02	9,43	0,00	0,00	190,00	37,00	0,00
20	PQ	1,02	11,12	0,00	0,00	115,00	26,00	0,00
21	PV	1,03	15,21	362,00	-21,78	0,00	0,00	0,00
22	PV	1,03	19,71	232,00	-38,11	0,00	0,00	0,00
23	PV	1,03	12,69	555,00	-8,60	0,00	0,00	0,00
24	PQ	1,00	5,67	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

Tabela B.16: Resultados dos transformadores obtidos após resolução das condições de complexidade e restrições do sistema que afectaram o leilão multiperíodo simulado (período 2).

Transformador		Capacidade	Primário		Secundário		Perdas
Nó P	Nó S	MVA	MW	Mvar	MW	Mvar	Mvar
3	24	160,16	-157,98	-4,77	157,98	26,34	21,57
9	11	111,52	-104,36	-29,48	104,36	39,32	9,83
9	12	130,70	-128,76	-8,55	128,76	22,47	13,92
10	11	139,82	-139,29	12,11	139,29	3,23	15,35
10	12	167,48	-163,92	34,34	163,92	-12,32	22,02

Tabela B.17: Resultados dos transítos de potência nas linhas obtidos após resolução das condições de complexidade e restrições do sistema que afectaram o leilão multiperíodo simulado (período 2).

Linha		Emissão		Recepção		Potência de Perdas	
Nó i	Nó j	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar
1	2	9,08	-26,15	-9,07	-22,76	0,00	48,91
1	3	21,52	13,27	-21,14	-17,63	0,38	4,36
1	5	69,89	-3,84	-68,89	5,33	1,01	1,49
2	4	52,11	13,70	-51,20	-13,69	0,91	0,01
2	6	56,96	-6,54	-55,44	7,00	1,53	0,46
3	9	-0,88	-14,60	0,93	11,63	0,05	2,97
4	9	-20,80	-1,31	20,92	-1,04	0,12	2,35
5	10	3,89	-19,33	-3,81	17,10	0,08	2,23
6	10	-78,56	-138,09	79,41	-116,37	0,85	254,46
7	8	99,00	31,08	-97,38	-26,52	1,62	4,56
8	9	-40,53	6,95	41,27	-8,55	0,74	1,60
8	10	-32,10	-15,43	32,61	12,82	0,52	2,61
11	13	-173,34	24,45	175,12	-21,18	1,78	3,27
11	14	-70,32	-67,00	70,77	60,88	0,45	6,12
12	13	-128,91	-17,49	129,90	14,80	0,99	2,69
12	23	-163,77	7,34	167,04	-3,10	3,27	4,24
13	23	-115,02	10,77	116,45	-18,93	1,43	8,16
14	16	-267,77	124,63	271,70	-102,93	3,94	21,70
15	16	34,73	-44,08	-34,67	40,73	0,06	3,34
15	21	-185,71	13,34	187,80	-7,91	2,09	5,43
15	21	-185,71	13,34	187,80	-7,91	2,09	5,43
15	24	159,68	28,39	-157,98	-26,35	1,70	2,05
16	17	-247,15	35,99	249,09	-26,49	1,95	9,50
16	19	35,11	30,01	-35,05	-34,61	0,06	4,60
17	18	-140,02	17,94	140,36	-18,45	0,34	0,50
17	22	-109,07	8,55	110,64	-19,80	1,57	11,25
18	21	-53,18	4,24	53,27	-9,32	0,09	5,08
18	21	-53,18	4,24	53,27	-9,32	0,09	5,08
19	20	-77,48	-1,19	77,77	-5,25	0,29	6,44
19	20	-77,48	-1,19	77,77	-5,25	0,29	6,44
20	23	-135,27	-7,75	135,76	6,72	0,49	1,03
20	23	-135,27	-7,75	135,76	6,72	0,49	1,03
21	22	-120,14	12,68	121,36	-18,31	1,22	5,62
Perdas Totais:						32,49	445,04

2.3. Período 3

Tabela B.18: Resultados dos barramentos obtidos após resolução das condições de complexidade e restrições do sistema que afectaram o leilão multiperíodo simulado (período 3).

Barramento		Tensão		Produção		Consumo		Condensador
Nó	Tipo	Módulo [pu]	Fase [°]	MW	Mvar	MW	Mvar	Mvar
1	Ref	1,03	0,00	184,64	12,29	115,00	22,00	0,00
2	PV	1,03	-0,01	184,42	6,99	97,00	20,00	0,00
3	PQ	0,99	-0,76	0,00	0,00	180,00	37,00	0,00
4	PQ	1,00	-2,62	0,00	0,00	74,00	15,00	0,00
5	PQ	1,02	-2,63	0,00	0,00	70,00	14,00	0,00
6	PQ	1,02	-5,05	0,00	0,00	136,00	28,00	-103,08
7	PV	1,03	0,01	237,12	51,96	125,00	25,00	0,00
8	PQ	1,00	-3,59	0,00	0,00	160,00	35,00	0,00
9	PQ	1,00	-0,59	0,00	0,00	175,00	36,00	0,00
10	PQ	1,03	-2,14	0,00	0,00	195,00	40,00	0,00
11	PQ	1,03	4,46	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
12	PQ	1,01	5,87	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
13	PV	1,03	9,52	492,87	61,51	270,00	54,00	0,00
14	PQ	1,06	5,62	0,00	0,00	215,00	39,00	224,02
15	PQ	1,02	11,95	127,61	73,62	317,00	64,00	0,00
16	PV	1,03	11,62	142,71	32,35	120,00	20,00	0,00
17	PQ	1,03	15,19	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
18	PV	1,03	16,27	349,21	60,95	333,00	68,00	0,00
19	PQ	1,02	11,43	0,00	0,00	186,00	37,00	0,00
20	PQ	1,02	13,24	0,00	0,00	135,00	26,00	0,00
21	PV	1,03	17,12	378,83	-19,62	0,00	0,00	0,00
22	PV	1,03	21,96	248,10	-38,54	0,00	0,00	0,00
23	PV	1,03	15,00	591,13	-7,23	0,00	0,00	0,00
24	PQ	1,00	7,26	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

Tabela B.19: Resultados dos transformadores obtidos após resolução das condições de complexidade e restrições do sistema que afectaram o leilão multiperíodo simulado (período 3).

Transformador		Capacidade	Primário		Secundário		Perdas
Nó P	Nó S	MVA	MW	Mvar	MW	Mvar	Mvar
3	24	165,56	-163,49	-3,06	163,49	26,16	23,10
9	11	114,87	-108,10	-28,41	108,10	38,86	10,45
9	12	138,02	-136,21	-6,75	136,21	22,31	15,56
10	11	146,39	-145,72	13,93	145,72	2,90	16,83
10	12	178,02	-174,12	37,06	174,12	-12,18	24,89

Tabela B.20: Resultados dos transítos de potência nas linhas obtidos após resolução das condições de complexidade e restrições do sistema que afectaram o leilão multiperíodo simulado (período 3).

Linha		Emissão		Recepção		Potência de Perdas	
Nó i	Nó j	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar
1	2	1,36	-24,71	-1,36	-24,20	0,00	48,92
1	3	11,26	15,80	-11,01	-20,65	0,25	4,85
1	5	57,02	-0,79	-56,36	0,98	0,67	0,19
2	4	41,53	16,19	-40,89	-17,27	0,63	1,07
2	6	47,25	-5,00	-46,21	3,61	1,05	1,39
3	9	-5,50	-13,29	5,56	10,31	0,05	2,97
4	9	-33,11	2,27	33,41	-3,91	0,30	1,64
5	10	-13,64	-14,98	13,73	12,78	0,08	2,20
6	10	-89,79	-134,69	90,89	-118,64	1,10	253,34
7	8	112,12	26,96	-110,12	-20,95	2,00	6,02
8	9	-29,94	4,34	30,34	-7,25	0,40	2,91
8	10	-19,94	-18,39	20,22	14,87	0,28	3,52
11	13	-192,65	26,31	194,85	-19,77	2,19	6,54
11	14	-61,17	-68,07	61,56	61,55	0,40	6,51
12	13	-141,25	-17,76	142,45	16,65	1,19	1,11
12	23	-169,07	7,62	172,56	-1,62	3,49	6,00
13	23	-114,42	10,63	115,83	-18,91	1,41	8,28
14	16	-276,56	123,47	280,71	-100,13	4,15	23,34
15	16	28,44	-46,54	-28,38	43,17	0,06	3,37
15	21	-191,57	13,49	193,80	-7,00	2,23	6,49
15	21	-191,57	13,49	193,80	-7,00	2,23	6,49
15	24	165,31	29,18	-163,49	-26,17	1,83	3,01
16	17	-249,82	36,80	251,81	-26,97	1,99	9,84
16	19	20,20	32,51	-20,16	-37,25	0,05	4,75
17	18	-135,95	16,81	136,26	-17,47	0,32	0,66
17	22	-115,87	10,15	117,64	-19,82	1,77	9,67
18	21	-60,03	5,21	60,14	-10,10	0,11	4,89
18	21	-60,03	5,21	60,14	-10,10	0,11	4,89
19	20	-82,92	0,13	83,26	-6,23	0,34	6,10
19	20	-82,92	0,13	83,26	-6,23	0,34	6,10
20	23	-150,76	-6,77	151,36	6,65	0,61	0,12
20	23	-150,76	-6,77	151,36	6,65	0,61	0,12
21	22	-129,05	14,57	130,46	-18,73	1,41	4,15
Perdas Totais:						33,64	451,44

2.4. Período 4

Tabela B.21: Resultados dos barramentos obtidos após resolução das condições de complexidade e restrições do sistema que afectaram o leilão multiperíodo simulado (período 4).

Barramento		Tensão		Produção		Consumo		Condensador
Nó	Tipo	Módulo [pu]	Fase [°]	MW	Mvar	MW	Mvar	Mvar
1	Ref	1,03	0,00	182,21	10,98	100,00	22,00	0,00
2	PV	1,03	-0,01	200,00	6,22	97,00	20,00	0,00
3	PQ	0,98	-1,16	0,00	0,00	180,00	37,00	0,00
4	PQ	0,99	-3,16	0,00	0,00	74,00	15,00	0,00
5	PQ	1,02	-3,07	0,00	0,00	65,00	14,00	0,00
6	PQ	1,01	-5,93	0,00	0,00	136,00	28,00	-102,63
7	PV	1,03	-1,45	239,43	55,09	125,00	25,00	0,00
8	PQ	1,00	-5,10	0,00	0,00	171,00	35,00	0,00
9	PQ	1,00	-1,57	0,00	0,00	180,00	36,00	0,00
10	PQ	1,03	-3,29	0,00	0,00	215,00	40,00	0,00
11	PQ	1,03	3,33	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
12	PQ	1,01	4,85	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
13	PV	1,03	8,46	486,00	68,15	265,00	54,00	0,00
14	PQ	1,06	4,36	0,00	0,00	265,00	39,00	222,67
15	PQ	1,02	11,93	157,78	73,96	310,00	64,00	0,00
16	PV	1,03	11,28	156,70	44,86	120,00	20,00	0,00
17	PQ	1,03	15,12	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
18	PV	1,03	16,29	348,44	61,03	320,00	68,00	0,00
19	PQ	1,02	10,81	0,00	0,00	190,00	37,00	0,00
20	PQ	1,02	12,42	0,00	0,00	137,00	26,00	0,00
21	PV	1,03	17,14	371,51	-18,66	0,00	0,00	0,00
22	PV	1,03	22,31	264,63	-38,77	0,00	0,00	0,00
23	PV	1,03	14,08	579,97	-5,16	0,00	0,00	0,00
24	PQ	1,00	7,10	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

Tabela B.22: Resultados dos transformadores obtidos após resolução das condições de complexidade e restrições do sistema que afectaram o leilão multiperíodo simulado (período 4).

Transformador		Capacidade	Primário		Secundário		Perdas
Nó P	Nó S	MVA	MW	Mvar	MW	Mvar	Mvar
3	24	170,42	-168,28	-2,42	168,28	26,93	24,51
9	11	111,38	-104,49	-28,70	104,49	38,56	9,86
9	12	136,79	-134,82	-7,80	134,82	23,11	15,31
10	11	146,00	-145,41	13,09	145,41	3,72	16,82
10	12	179,60	-176,04	35,58	176,04	-10,13	25,45

Tabela B.23: Resultados dos transítos de potência nas linhas obtidos após resolução das condições de complexidade e restrições do sistema que afectaram o leilão multiperíodo simulado (período 4).

Linha		Emissão		Recepção		Potência de Perdas	
Nó i	Nó j	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar
1	2	1,34	-24,71	-1,34	-24,21	0,00	48,92
1	3	14,52	15,39	-14,24	-20,10	0,28	4,71
1	5	66,34	-1,70	-65,44	2,81	0,90	1,10
2	4	48,88	15,56	-48,05	-15,87	0,83	0,30
2	6	55,46	-5,13	-54,02	5,28	1,44	0,15
3	9	2,52	-14,48	-2,47	11,52	0,06	2,96
4	9	-25,95	0,87	26,14	-2,95	0,18	2,08
5	10	0,44	-16,81	-0,38	14,50	0,05	2,30
6	10	-81,98	-135,92	82,91	-117,00	0,92	252,92
7	8	114,43	30,09	-112,32	-23,66	2,11	6,43
8	9	-35,09	5,78	35,65	-8,08	0,56	2,29
8	10	-23,59	-17,12	23,93	13,82	0,34	3,30
11	13	-195,19	23,07	197,43	-16,10	2,25	6,97
11	14	-54,72	-65,35	55,06	58,46	0,34	6,89
12	13	-139,88	-20,14	141,06	18,91	1,18	1,23
12	23	-170,98	7,16	174,55	-0,49	3,57	6,67
13	23	-117,50	11,34	118,99	-19,01	1,49	7,67
14	16	-320,06	125,21	325,41	-92,43	5,36	32,78
15	16	62,79	-49,26	-62,66	46,44	0,13	2,81
15	21	-192,61	14,20	194,87	-7,52	2,26	6,68
15	21	-192,61	14,20	194,87	-7,52	2,26	6,68
15	24	170,22	30,81	-168,28	-26,92	1,94	3,89
16	17	-268,33	41,17	270,63	-28,90	2,30	12,27
16	19	42,28	29,68	-42,20	-34,16	0,08	4,49
17	18	-147,59	17,11	147,96	-17,32	0,38	0,21
17	22	-123,04	11,79	125,04	-19,67	2,00	7,88
18	21	-59,76	5,17	59,88	-10,07	0,11	4,89
18	21	-59,76	5,17	59,88	-10,07	0,11	4,89
19	20	-73,90	-1,42	74,17	-5,23	0,27	6,64
19	20	-73,90	-1,42	74,17	-5,23	0,27	6,64
20	23	-142,67	-7,77	143,21	7,17	0,54	0,61
20	23	-142,67	-7,77	143,21	7,17	0,54	0,61
21	22	-137,98	16,52	139,59	-19,09	1,61	2,57
Perdas Totais:						36,66	461,45

Anexo C

1. Caso de estudo 3: resultados iniciais

Na presente secção deste trabalho são apresentados os resultados detalhados do Operador de Sistema em cada uma das horas do período de programação considerado no caso de estudo 3.

1.1. Período 1

Tabela C.1: Resultados dos barramentos para o despacho inicial de produção do período 1.

Barramento		Tensão		Produção		Consumo		Condensador
Nó	Tipo	Módulo [pu]	Fase [°]	MW	Mvar	MW	Mvar	Mvar
1	Ref	1,03	0,00	32,84	29,40	50,00	22,00	0,00
2	PV	1,03	0,34	190,00	3,27	95,00	20,00	0,00
3	PQ	0,99	1,65	0,00	0,00	170,00	37,00	0,00
4	PQ	1,00	-0,71	0,00	0,00	65,00	15,00	0,00
5	PQ	1,02	-1,53	0,00	0,00	75,00	14,00	0,00
6	PQ	1,02	-2,92	0,00	0,00	130,00	28,00	-103,61
7	PV	1,03	3,69	250,00	48,68	125,00	25,00	0,00
8	PQ	1,00	-0,37	0,00	0,00	160,00	35,00	0,00
9	PQ	1,00	2,08	0,00	0,00	170,00	36,00	0,00
10	PQ	1,04	0,33	0,00	0,00	180,00	40,00	0,00
11	PQ	1,03	7,29	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
12	PQ	1,01	8,63	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
13	PV	1,03	12,46	495,00	59,60	260,00	54,00	0,00
14	PQ	1,06	8,64	0,00	0,00	200,00	39,00	224,30
15	PQ	1,02	14,78	155,00	75,00	320,00	64,00	0,00
16	PV	1,03	14,50	135,00	24,20	100,00	20,00	0,00
17	PQ	1,03	17,89	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
18	PV	1,03	18,89	350,00	59,39	330,00	68,00	0,00
19	PQ	1,02	14,26	0,00	0,00	193,00	37,00	0,00
20	PQ	1,02	16,11	0,00	0,00	130,00	26,00	0,00
21	PV	1,03	19,64	340,00	-19,17	0,00	0,00	0,00
22	PV	1,03	24,55	248,00	-38,69	0,00	0,00	0,00
23	PV	1,03	17,86	590,00	-7,15	0,00	0,00	0,00
24	PQ	1,00	9,92	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

Tabela C.2: Resultados dos transformadores para o despacho inicial de produção do período 1.

Transformador		Capacidade	Primário		Secundário		Perdas
Nó P	Nó S	MVA	MW	Mvar	MW	Mvar	Mvar
3	24	171,02	-169,16	-0,54	169,16	25,16	24,62
9	11	117,91	-111,67	-26,85	111,67	37,86	11,01
9	12	139,69	-138,10	-5,10	138,10	21,03	15,94
10	11	155,01	-154,10	16,75	154,10	2,05	18,80
10	12	185,08	-180,70	40,04	180,70	-13,23	26,81

Tabela C.3: Resultados dos trânsitos de potência nas linhas para o despacho inicial de produção do período 1.

Linha		Emissão		Recepção		Potência de Perdas	
Nó i	Nó j	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar
1	2	-43,75	-16,14	43,80	-32,52	0,05	48,66
1	3	-7,90	19,93	8,20	-24,58	0,30	4,65
1	5	34,49	3,61	-34,24	-5,05	0,25	1,44
2	4	20,30	19,17	-20,04	-21,68	0,26	2,51
2	6	30,90	-3,38	-30,45	-0,35	0,45	3,72
3	9	-9,04	-11,87	9,10	8,91	0,06	2,96
4	9	-44,96	6,68	45,53	-7,32	0,56	0,64
5	10	-40,76	-8,95	41,14	7,89	0,38	1,06
6	10	-99,55	-131,26	100,88	-122,15	1,33	253,41
7	8	125,00	23,68	-122,57	-15,99	2,43	7,68
8	9	-24,87	2,23	25,14	-5,65	0,27	3,42
8	10	-12,56	-21,24	12,78	17,47	0,22	3,77
11	13	-196,40	27,80	198,68	-20,57	2,28	7,22
11	14	-69,37	-67,70	69,82	61,58	0,45	6,12
12	13	-147,88	-16,13	149,18	15,89	1,31	0,24
12	23	-170,92	8,33	174,49	-1,73	3,57	6,60
13	23	-112,86	10,28	114,23	-18,86	1,37	8,58
14	16	-269,82	123,72	273,80	-101,68	3,98	22,04
15	16	24,53	-42,61	-24,48	39,15	0,05	3,46
15	21	-180,32	12,25	182,29	-7,76	1,97	4,49
15	21	-180,32	12,25	182,29	-7,76	1,97	4,49
15	24	171,11	29,11	-169,16	-25,16	1,95	3,95
16	17	-238,00	34,19	239,81	-25,80	1,80	8,38
16	19	23,68	32,55	-23,63	-37,26	0,05	4,71
17	18	-125,82	16,03	126,09	-17,06	0,27	1,02
17	22	-113,99	9,77	115,70	-19,89	1,71	10,12
18	21	-53,05	4,22	53,13	-9,31	0,09	5,08
18	21	-53,05	4,22	53,13	-9,31	0,09	5,08
19	20	-84,68	0,13	85,04	-6,12	0,35	5,99
19	20	-84,68	0,13	85,04	-6,12	0,35	5,99
20	23	-150,04	-6,88	150,64	6,72	0,60	0,16
20	23	-150,04	-6,88	150,64	6,72	0,60	0,16
21	22	-130,85	14,96	132,30	-18,80	1,45	3,84
Perdas Totais:						32,84	451,66

1.2. Período 2

Tabela C.4: Resultados dos barramentos para o despacho inicial de produção do período 2.

Barramento		Tensão		Produção		Consumo		Condensador
Nó	Tipo	Módulo [pu]	Fase [°]	MW	Mvar	MW	Mvar	Mvar
1	Ref	1,03	0,00	119,70	8,54	45,00	22,00	0,00
2	PV	1,03	0,03	195,00	0,65	90,00	20,00	0,00
3	PQ	0,99	-1,41	0,00	0,00	170,00	37,00	0,00
4	PQ	1,00	-3,06	0,00	0,00	72,00	15,00	0,00
5	PQ	1,02	-2,93	0,00	0,00	65,00	14,00	0,00
6	PQ	1,02	-5,64	0,00	0,00	134,00	28,00	-103,54
7	PV	1,03	-2,06	224,00	58,16	120,00	25,00	0,00
8	PQ	1,00	-5,32	0,00	0,00	170,00	43,75	0,00
9	PQ	1,01	-1,57	0,00	0,00	160,00	26,67	0,00
10	PQ	1,04	-3,01	0,00	0,00	180,00	36,34	0,00
11	PQ	1,03	3,10	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
12	PQ	1,02	4,34	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
13	PV	1,03	7,61	455,00	55,53	265,00	58,89	0,00
14	PQ	1,06	4,34	0,00	0,00	197,00	40,14	224,81
15	PQ	1,02	10,50	140,00	0,00	317,00	62,76	0,00
16	PV	1,03	10,04	145,00	63,42	120,00	20,00	0,00
17	PQ	1,03	13,59	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
18	PV	1,03	14,71	360,00	58,19	326,00	68,00	0,00
19	PQ	1,02	9,51	0,00	0,00	210,00	37,00	0,00
20	PQ	1,02	11,29	0,00	0,00	115,00	26,00	0,00
21	PV	1,03	15,48	362,00	6,06	0,00	0,00	0,00
22	PV	1,03	19,97	232,00	-38,09	0,00	0,00	0,00
23	PV	1,03	12,92	555,00	-9,60	0,00	0,00	0,00
24	PQ	1,00	6,08	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

Tabela C.5: Resultados dos transformadores para o despacho inicial de produção do período 2.

Transformador		Capacidade	Primário		Secundário		Perdas
Nó P	Nó S	MVA	MW	Mvar	MW	Mvar	Mvar
3	24	153,86	-152,41	-1,04	152,41	21,08	20,05
9	11	107,11	-100,56	-27,83	100,56	36,87	9,04
9	12	126,98	-125,36	-7,11	125,36	20,21	13,09
10	11	136,27	-135,65	12,94	135,65	1,56	14,50
10	12	164,44	-160,68	34,94	160,68	-13,82	21,12

Tabela C.6: Resultados dos trânsitos de potência nas linhas para o despacho inicial de produção do período 2.

Linha		Emissão		Recepção		Potência de Perdas	
Nó i	Nó j	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar
1	2	-4,49	-23,62	4,49	-25,30	0,00	48,92
1	3	16,29	14,33	-15,99	-19,02	0,29	4,69
1	5	62,91	-4,17	-62,09	4,92	0,82	0,75
2	4	47,63	13,03	-46,86	-13,58	0,77	0,55
2	6	52,87	-7,08	-51,56	6,72	1,32	0,36
3	9	-1,59	-16,95	1,67	14,05	0,08	2,90
4	9	-25,14	-1,42	25,31	-0,74	0,17	2,16
5	10	-2,91	-18,92	2,98	16,67	0,07	2,26
6	10	-82,44	-138,26	83,37	-117,06	0,93	255,32
7	8	104,00	33,16	-102,21	-27,93	1,79	5,23
8	9	-38,30	3,05	38,95	-5,03	0,64	1,98
8	10	-29,49	-18,87	29,99	16,17	0,49	2,70
11	13	-171,55	27,45	173,29	-24,43	1,75	3,02
11	14	-64,66	-65,88	65,07	59,37	0,40	6,51
12	13	-126,71	-14,24	127,66	11,21	0,95	3,03
12	23	-159,34	7,85	162,43	-5,06	3,09	2,80
13	23	-110,96	9,85	112,28	-18,79	1,33	8,94
14	16	-262,07	125,29	265,87	-104,62	3,81	20,67
15	16	38,66	-83,67	-38,49	81,22	0,17	2,44
15	21	-184,83	-0,71	186,91	6,12	2,08	5,41
15	21	-184,83	-0,71	186,91	6,12	2,08	5,41
15	24	154,00	22,34	-152,41	-21,09	1,59	1,25
16	17	-248,88	36,38	250,86	-26,66	1,97	9,72
16	19	46,50	30,44	-46,41	-34,83	0,09	4,39
17	18	-141,55	18,07	141,89	-18,51	0,35	0,44
17	22	-109,31	8,59	110,88	-19,79	1,57	11,20
18	21	-53,95	4,35	54,04	-9,41	0,09	5,06
18	21	-53,95	4,35	54,04	-9,41	0,09	5,06
19	20	-81,80	-1,08	82,12	-5,09	0,33	6,17
19	20	-81,80	-1,08	82,12	-5,09	0,33	6,17
20	23	-139,62	-7,91	140,14	7,13	0,52	0,78
20	23	-139,62	-7,91	140,14	7,13	0,52	0,78
21	22	-119,90	12,63	121,12	-18,29	1,21	5,66
Perdas Totais:						31,70	442,73

1.3. Período 3

Tabela C.7: Resultados dos barramentos para o despacho inicial de produção do período 3.

Barramento		Tensão		Produção		Consumo		Condensador
Nó	Tipo	Módulo [pu]	Fase [°]	MW	Mvar	MW	Mvar	Mvar
1	Ref	1,03	0,00	33,06	28,83	45,00	22,00	0,00
2	PV	1,03	0,30	170,00	3,29	80,00	20,00	0,00
3	PQ	0,98	1,62	0,00	0,00	170,00	37,00	0,00
4	PQ	1,00	-0,74	0,00	0,00	65,00	15,00	0,00
5	PQ	1,02	-1,54	0,00	0,00	75,00	14,00	0,00
6	PQ	1,02	-2,94	0,00	0,00	130,00	28,00	-103,81
7	PV	1,03	3,68	250,00	51,56	125,00	25,00	0,00
8	PQ	1,00	-0,37	0,00	0,00	160,00	41,11	0,00
9	PQ	1,00	2,05	0,00	0,00	170,00	30,36	0,00
10	PQ	1,04	0,30	0,00	0,00	180,00	35,10	0,00
11	PQ	1,03	7,26	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
12	PQ	1,01	8,60	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
13	PV	1,03	12,43	495,00	59,03	260,00	55,06	0,00
14	PQ	1,06	8,62	0,00	0,00	200,00	40,00	224,28
15	PQ	1,02	14,82	155,00	0,00	320,00	66,46	0,00
16	PV	1,03	14,49	135,00	68,45	100,00	20,00	0,00
17	PQ	1,03	17,90	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
18	PV	1,03	18,90	350,00	59,46	330,00	68,00	0,00
19	PQ	1,02	14,24	0,00	0,00	193,00	37,00	0,00
20	PQ	1,02	16,09	0,00	0,00	130,00	26,00	0,00
21	PV	1,03	19,66	340,00	11,59	0,00	0,00	0,00
22	PV	1,03	24,56	248,00	-38,68	0,00	0,00	0,00
23	PV	1,03	17,84	590,00	-7,59	0,00	0,00	0,00
24	PQ	0,99	9,92	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

Tabela C.8: Resultados dos transformadores para o despacho inicial de produção do período 3.

Transformador		Capacidade	Primário		Secundário		Perdas
Nó P	Nó S	MVA	MW	Mvar	MW	Mvar	Mvar
3	24	169,56	-168,20	3,04	168,20	21,43	24,47
9	11	117,99	-111,95	-26,27	111,95	37,28	11,01
9	12	139,87	-138,34	-4,62	138,34	20,58	15,96
10	11	155,29	-154,26	17,89	154,26	0,94	18,83
10	12	185,44	-180,83	41,07	180,83	-14,23	26,84

Tabela C.9: Resultados dos trânsitos de potência nas linhas para o despacho inicial de produção do período 3.

Linha		Emissão		Recepção		Potência de Perdas	
Nó i	Nó j	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar
1	2	-39,09	-17,04	39,13	-31,67	0,04	48,71
1	3	-7,39	21,02	7,71	-25,57	0,33	4,55
1	5	34,54	2,85	-34,29	-4,29	0,25	1,44
2	4	20,19	18,82	-19,93	-21,35	0,26	2,53
2	6	30,68	-3,86	-30,24	0,11	0,44	3,75
3	9	-9,51	-14,47	9,59	11,61	0,08	2,87
4	9	-45,07	6,35	45,63	-6,99	0,56	0,64
5	10	-40,71	-9,71	41,09	8,65	0,38	1,06
6	10	-99,76	-131,92	101,10	-122,05	1,34	253,96
7	8	125,00	26,56	-122,55	-18,78	2,45	7,77
8	9	-24,80	0,65	25,07	-4,09	0,27	3,44
8	10	-12,65	-22,98	12,91	19,33	0,25	3,64
11	13	-196,41	28,52	198,70	-21,29	2,28	7,23
11	14	-69,80	-66,74	70,24	60,59	0,44	6,15
12	13	-148,01	-15,20	149,32	14,95	1,31	0,25
12	23	-171,16	8,84	174,74	-2,18	3,58	6,66
13	23	-113,01	10,32	114,39	-18,87	1,38	8,55
14	16	-270,24	123,69	274,23	-101,58	3,99	22,12
15	16	24,59	-85,70	-24,43	83,16	0,16	2,53
15	21	-179,87	-3,11	181,84	7,68	1,97	4,57
15	21	-179,87	-3,11	181,84	7,68	1,97	4,57
15	24	170,14	25,45	-168,20	-21,43	1,94	4,02
16	17	-238,88	34,38	240,70	-25,89	1,82	8,49
16	19	24,08	32,49	-24,03	-37,19	0,05	4,71
17	18	-126,59	16,09	126,87	-17,09	0,28	1,00
17	22	-114,11	9,80	115,82	-19,88	1,72	10,09
18	21	-53,44	4,28	53,53	-9,35	0,09	5,07
18	21	-53,44	4,28	53,53	-9,35	0,09	5,07
19	20	-84,48	0,10	84,83	-6,10	0,35	6,00
19	20	-84,48	0,10	84,83	-6,10	0,35	6,00
20	23	-149,83	-6,90	150,43	6,73	0,60	0,18
20	23	-149,83	-6,90	150,43	6,73	0,60	0,18
21	22	-130,73	14,94	132,18	-18,80	1,44	3,86
Perdas Totais:						33,06	451,67

1.4. Período 4

Tabela C.10: Resultados dos barramentos para o despacho inicial de produção do período 4.

Barramento		Tensão		Produção		Consumo		Condensador
Nó	Tipo	Módulo [pu]	Fase [°]	MW	Mvar	MW	Mvar	Mvar
1	Ref	1,03	0,00	90,19	22,30	70,00	22,00	0,00
2	PV	1,03	0,21	202,00	5,90	97,00	20,00	0,00
3	PQ	0,98	0,69	0,00	0,00	180,00	37,00	0,00
4	PQ	0,99	-1,89	0,00	0,00	74,00	15,94	0,00
5	PQ	1,02	-2,13	0,00	0,00	65,00	13,18	0,00
6	PQ	1,01	-4,41	0,00	0,00	136,00	28,00	-102,95
7	PV	1,03	3,31	265,00	53,58	113,00	25,00	0,00
8	PQ	0,99	-1,66	0,00	0,00	180,00	39,77	0,00
9	PQ	1,00	0,58	0,00	0,00	180,00	36,00	0,00
10	PQ	1,03	-1,37	0,00	0,00	215,00	32,25	0,00
11	PQ	1,03	5,63	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
12	PQ	1,01	7,11	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
13	PV	1,03	10,81	486,00	74,02	265,00	54,00	0,00
14	PQ	1,05	6,91	0,00	0,00	260,00	53,68	221,03
15	PQ	1,02	14,61	160,00	75,00	310,00	44,29	0,00
16	PV	1,03	13,94	160,00	50,77	140,00	21,88	0,00
17	PQ	1,03	17,95	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
18	PV	1,03	19,21	360,00	59,11	310,00	68,00	0,00
19	PQ	1,02	13,53	0,00	0,00	180,00	37,00	0,00
20	PQ	1,02	15,09	0,00	0,00	130,00	26,00	0,00
21	PV	1,03	19,99	375,00	-24,38	0,00	0,00	0,00
22	PV	1,03	25,16	265,00	-38,67	0,00	0,00	0,00
23	PV	1,03	16,68	580,00	-5,03	0,00	0,00	0,00
24	PQ	1,00	9,48	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

Tabela C.11: Resultados dos transformadores para o despacho inicial de produção do período 4.

Transformador		Capacidade	Primário		Secundário		Perdas
Nó P	Nó S	MVA	MW	Mvar	MW	Mvar	Mvar
3	24	181,11	-178,91	-0,43	178,91	28,12	27,69
9	11	114,01	-107,53	-27,50	107,53	37,86	10,37
9	12	138,92	-136,86	-8,01	136,86	23,82	15,81
10	11	154,96	-153,90	18,07	153,90	0,82	18,89
10	12	187,68	-183,53	39,24	183,53	-11,53	27,71

Tabela C.12: Resultados dos trânsitos de potência nas linhas para o despacho inicial de produção do período 4.

Linha		Emissão		Recepção		Potência de Perdas	
Nó i	Nó j	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar
1	2	-26,54	-19,45	26,56	-29,38	0,02	48,82
1	3	-0,03	19,07	0,28	-23,91	0,25	4,83
1	5	46,76	0,67	-46,31	-1,33	0,45	0,66
2	4	34,96	19,30	-34,44	-20,82	0,52	1,52
2	6	43,49	-4,02	-42,60	2,01	0,89	2,01
3	9	-1,37	-12,66	1,41	9,65	0,04	3,01
4	9	-39,56	4,88	39,99	-5,99	0,44	1,10
5	10	-18,69	-11,85	18,79	9,72	0,10	2,12
6	10	-93,40	-132,97	94,58	-119,59	1,18	252,56
7	8	152,00	28,58	-148,41	-16,40	3,59	12,18
8	9	-22,77	0,61	23,00	-4,16	0,23	3,55
8	10	-8,82	-23,97	9,06	20,31	0,24	3,66
11	13	-196,88	19,73	199,16	-12,46	2,28	7,27
11	14	-64,56	-58,41	64,92	51,74	0,36	6,68
12	13	-143,31	-20,69	144,55	19,94	1,24	0,75
12	23	-177,08	8,40	180,92	0,36	3,84	8,76
13	23	-122,72	12,55	124,34	-19,16	1,63	6,61
14	16	-324,92	115,62	330,35	-82,24	5,43	33,38
15	16	66,77	-40,81	-66,65	37,95	0,13	2,86
15	21	-198,94	18,78	201,35	-10,91	2,41	7,87
15	21	-198,94	18,78	201,35	-10,91	2,41	7,87
15	24	181,11	33,97	-178,91	-28,13	2,19	5,84
16	17	-280,54	43,97	283,05	-30,00	2,52	13,97
16	19	36,84	29,21	-36,77	-33,80	0,07	4,59
17	18	-159,59	18,19	160,03	-17,89	0,44	0,30
17	22	-123,46	11,81	125,47	-19,58	2,01	7,77
18	21	-55,01	4,50	55,11	-9,53	0,10	5,03
18	21	-55,01	4,50	55,11	-9,53	0,10	5,03
19	20	-71,62	-1,60	71,87	-5,17	0,25	6,77
19	20	-71,62	-1,60	71,87	-5,17	0,25	6,77
20	23	-136,87	-7,83	137,37	6,88	0,50	0,94
20	23	-136,87	-7,83	137,37	6,88	0,50	0,94
21	22	-137,92	16,51	139,53	-19,09	1,61	2,58
Perdas Totais:						38,19	478,61

2. Caso de estudo 3: resultados finais

Na presente secção deste trabalho são apresentados os resultados detalhados do Operador de Sistema, após resolução das condições de complexidade e restrições do sistema que afectaram o leilão multiperíodo simulado no caso de estudo 3.

2.1. Período 1

Tabela C.13: Resultados dos barramentos obtidos após resolução das condições de complexidade e restrições do sistema que afectaram o leilão multiperíodo simulado (período 1).

Barramento		Tensão		Produção		Consumo		Condensador
Nó	Tipo	Módulo [pu]	Fase [°]	MW	Mvar	MW	Mvar	Mvar
1	Ref	1,03	0,00	108,90	12,60	50,00	22,00	0,00
2	PV	1,03	0,08	190,00	2,23	95,00	20,00	0,00
3	PQ	0,99	-0,70	0,00	0,00	170,00	37,00	0,00
4	PQ	1,00	-2,31	0,00	0,00	65,00	15,00	0,00
5	PQ	1,02	-2,73	0,00	0,00	75,00	14,00	0,00
6	PQ	1,02	-4,85	0,00	0,00	130,00	28,00	-103,58
7	PV	1,03	-0,46	231,40	51,55	125,00	25,00	0,00
8	PQ	1,00	-3,86	0,00	0,00	160,00	35,00	0,00
9	PQ	1,00	-0,65	0,00	0,00	170,00	36,00	0,00
10	PQ	1,04	-2,12	0,00	0,00	180,00	40,00	0,00
11	PQ	1,03	4,18	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
12	PQ	1,02	5,51	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
13	PV	1,03	8,94	463,91	54,70	260,00	54,00	0,00
14	PQ	1,06	5,37	0,00	0,00	200,00	39,00	224,68
15	PQ	1,02	11,38	149,20	72,19	320,00	64,00	0,00
16	PV	1,03	11,09	135,00	19,91	100,00	20,00	0,00
17	PQ	1,03	14,44	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
18	PV	1,03	15,41	350,00	59,08	330,00	68,00	0,00
19	PQ	1,02	10,80	0,00	0,00	193,00	37,00	0,00
20	PQ	1,02	12,60	0,00	0,00	130,00	26,00	0,00
21	PV	1,03	16,15	331,24	-19,31	0,00	0,00	0,00
22	PV	1,03	21,02	245,99	-38,68	0,00	0,00	0,00
23	PV	1,03	14,33	578,32	-8,93	0,00	0,00	0,00
24	PQ	1,00	6,92	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

Tabela C.14: Resultados dos transformadores obtidos após resolução das condições de complexidade e restrições do sistema que afectaram o leilão multiperíodo simulado (período 1).

Transformador		Capacidade	Primário		Secundário		Perdas
Nó P	Nó S	MVA	MW	Mvar	MW	Mvar	Mvar
3	24	158,00	-156,03	-3,92	156,03	24,86	20,94
9	11	110,64	-103,80	-28,62	103,80	38,29	9,66
9	12	131,98	-130,22	-7,28	130,22	21,46	14,18
10	11	140,36	-139,69	13,65	139,69	1,76	15,41
10	12	170,31	-166,39	36,37	166,39	-13,68	22,69

Tabela C.15: Resultados dos trânsitos de potência nas linhas obtidos após resolução das condições de complexidade e restrições do sistema que afectaram o leilão multiperíodo simulado (período 1).

Linha		Emissão		Recepção		Potência de Perdas	
Nó i	Nó j	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar
1	2	-10,70	-22,45	10,70	-26,45	0,00	48,90
1	3	10,47	14,78	-10,25	-19,76	0,22	4,98
1	5	59,12	-1,73	-58,40	2,11	0,72	0,38
2	4	38,22	14,78	-37,68	-16,24	0,54	1,46
2	6	46,09	-6,10	-45,09	4,51	1,00	1,59
3	9	-3,72	-13,32	3,77	10,31	0,05	3,01
4	9	-27,32	1,24	27,52	-3,27	0,20	2,03
5	10	-16,60	-16,11	16,71	14,01	0,11	2,10
6	10	-84,91	-136,09	85,89	-118,90	0,98	254,99
7	8	106,40	26,55	-104,59	-21,27	1,81	5,28
8	9	-32,27	4,46	32,73	-7,14	0,46	2,68
8	10	-23,14	-18,19	23,48	14,87	0,34	3,32
11	13	-180,85	27,50	182,79	-22,97	1,94	4,52
11	14	-62,65	-67,54	63,05	61,03	0,40	6,51
12	13	-132,84	-15,65	133,89	13,41	1,05	2,25
12	23	-163,76	7,88	167,03	-3,66	3,27	4,22
13	23	-112,77	10,26	114,14	-18,86	1,37	8,59
14	16	-263,05	124,65	266,87	-103,84	3,82	20,81
15	16	25,24	-41,91	-25,19	38,44	0,05	3,47
15	21	-176,86	11,79	178,76	-7,89	1,90	3,90
15	21	-176,86	11,79	178,76	-7,89	1,90	3,90
15	24	157,69	26,52	-156,03	-24,87	1,66	1,65
16	17	-234,42	33,38	236,17	-25,43	1,75	7,95
16	19	27,75	31,92	-27,69	-36,60	0,06	4,68
17	18	-123,33	15,91	123,60	-17,02	0,26	1,11
17	22	-112,84	9,52	114,52	-19,91	1,68	10,39
18	21	-51,80	4,05	51,88	-9,16	0,08	5,12
18	21	-51,80	4,05	51,88	-9,16	0,08	5,12
19	20	-82,66	-0,20	82,99	-5,92	0,33	6,12
19	20	-82,66	-0,20	82,99	-5,92	0,33	6,12
20	23	-147,99	-7,08	148,57	6,79	0,58	0,29
20	23	-147,99	-7,08	148,57	6,79	0,58	0,29
21	22	-130,04	14,79	131,47	-18,77	1,43	3,98
Perdas Totais:						30,96	441,70

2.2. Período 2

Tabela C.15: Resultados dos barramentos obtidos após resolução das condições de complexidade e restrições do sistema que afectaram o leilão multiperíodo simulado (período 2).

Barramento		Tensão		Produção		Consumo		Condensador
Nó	Tipo	Módulo [pu]	Fase [°]	MW	Mvar	MW	Mvar	Mvar
1	Ref	1,03	0,00	120,00	8,49	45,00	22,00	0,00
2	PV	1,03	0,03	195,00	0,66	90,00	20,00	0,00
3	PQ	0,99	-1,41	0,00	0,00	170,00	37,00	0,00
4	PQ	1,00	-3,07	0,00	0,00	72,00	15,00	0,00
5	PQ	1,02	-2,94	0,00	0,00	65,00	14,00	0,00
6	PQ	1,02	-5,65	0,00	0,00	134,00	28,00	-103,54
7	PV	1,03	-2,09	223,74	58,21	120,00	25,00	0,00
8	PQ	1,00	-5,35	0,00	0,00	170,00	43,75	0,00
9	PQ	1,01	-1,58	0,00	0,00	160,00	26,67	0,00
10	PQ	1,04	-3,02	0,00	0,00	180,00	36,34	0,00
11	PQ	1,03	3,09	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
12	PQ	1,02	4,33	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
13	PV	1,03	7,60	454,97	55,54	265,00	58,89	0,00
14	PQ	1,06	4,33	0,00	0,00	197,00	40,14	224,81
15	PQ	1,02	10,49	140,00	0,00	317,00	62,76	0,00
16	PV	1,03	10,03	145,00	63,42	120,00	20,00	0,00
17	PQ	1,03	13,58	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
18	PV	1,03	14,70	360,00	58,19	326,00	68,00	0,00
19	PQ	1,02	9,50	0,00	0,00	210,00	37,00	0,00
20	PQ	1,02	11,28	0,00	0,00	115,00	26,00	0,00
21	PV	1,03	15,47	362,00	6,06	0,00	0,00	0,00
22	PV	1,03	19,96	232,00	-38,09	0,00	0,00	0,00
23	PV	1,03	12,91	555,00	-9,59	0,00	0,00	0,00
24	PQ	1,00	6,07	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

Tabela C.16: Resultados dos transformadores obtidos após resolução das condições de complexidade e restrições do sistema que afectaram o leilão multiperíodo simulado (período 2).

Transformador		Capacidade	Primário		Secundário		Perdas
Nó P	Nó S	MVA	MW	Mvar	MW	Mvar	Mvar
3	24	153,84	-152,39	-1,04	152,39	21,08	20,04
9	11	107,11	-100,57	-27,83	100,57	36,87	9,04
9	12	126,99	-125,37	-7,11	125,37	20,21	13,10
10	11	136,26	-135,64	12,94	135,64	1,56	14,50
10	12	164,43	-160,67	34,94	160,67	-13,82	21,12

Tabela C.17: Resultados dos transítos de potência nas linhas obtidos após resolução das condições de complexidade e restrições do sistema que afectaram o leilão multiperíodo simulado (período 2).

Linha		Emissão		Recepção		Potência de Perdas	
Nó i	Nó j	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar
1	2	-4,36	-23,64	4,36	-25,27	0,00	48,92
1	3	16,35	14,31	-16,06	-19,00	0,29	4,68
1	5	63,01	-4,19	-62,19	4,95	0,82	0,76
2	4	47,70	13,02	-46,93	-13,56	0,77	0,55
2	6	52,94	-7,08	-51,61	6,74	1,32	0,34
3	9	-1,55	-16,96	1,63	14,06	0,08	2,90
4	9	-25,07	-1,44	25,24	-0,73	0,17	2,16
5	10	-2,81	-18,95	2,88	16,69	0,07	2,26
6	10	-82,39	-138,27	83,31	-117,05	0,93	255,32
7	8	103,74	33,21	-101,95	-28,01	1,79	5,20
8	9	-38,42	3,09	39,07	-5,06	0,65	1,96
8	10	-29,62	-18,83	30,12	16,14	0,50	2,69
11	13	-171,54	27,44	173,28	-24,42	1,75	3,02
11	14	-64,67	-65,88	65,08	59,37	0,40	6,51
12	13	-126,70	-14,24	127,65	11,22	0,95	3,03
12	23	-159,34	7,85	162,43	-5,06	3,09	2,80
13	23	-110,96	9,86	112,29	-18,79	1,33	8,94
14	16	-262,08	125,29	265,88	-104,62	3,81	20,67
15	16	38,68	-83,67	-38,51	81,22	0,17	2,44
15	21	-184,83	-0,71	186,91	6,12	2,08	5,41
15	21	-184,83	-0,71	186,91	6,12	2,08	5,41
15	24	153,98	22,33	-152,39	-21,09	1,59	1,25
16	17	-248,89	36,38	250,86	-26,66	1,97	9,72
16	19	46,51	30,43	-46,42	-34,83	0,09	4,39
17	18	-141,55	18,07	141,90	-18,51	0,35	0,44
17	22	-109,31	8,59	110,89	-19,79	1,57	11,20
18	21	-53,95	4,35	54,04	-9,41	0,09	5,06
18	21	-53,95	4,35	54,04	-9,41	0,09	5,06
19	20	-81,79	-1,09	82,12	-5,09	0,33	6,17
19	20	-81,79	-1,09	82,12	-5,09	0,33	6,17
20	23	-139,62	-7,91	140,14	7,13	0,52	0,78
20	23	-139,62	-7,91	140,14	7,13	0,52	0,78
21	22	-119,90	12,63	121,11	-18,29	1,21	5,66
Perdas Totais:						31,71	442,66

2.3. Período 3

Tabela C.18: Resultados dos barramentos obtidos após resolução das condições de complexidade e restrições do sistema que afectaram o leilão multiperíodo simulado (período 3).

Barramento		Tensão		Produção		Consumo		Condensador
Nó	Tipo	Módulo [pu]	Fase [°]	MW	Mvar	MW	Mvar	Mvar
1	Ref	1,03	0,00	94,00	14,99	45,00	22,00	0,00
2	PV	1,03	0,10	168,38	2,51	80,00	20,00	0,00
3	PQ	0,99	-0,37	0,00	0,00	170,00	37,00	0,00
4	PQ	1,00	-1,99	0,00	0,00	65,00	15,00	0,00
5	PQ	1,02	-2,45	0,00	0,00	75,00	14,00	0,00
6	PQ	1,02	-4,41	0,00	0,00	130,00	28,00	-103,82
7	PV	1,03	1,10	242,87	52,35	125,00	25,00	0,00
8	PQ	1,00	-2,69	0,00	0,00	160,00	41,11	0,00
9	PQ	1,00	-0,07	0,00	0,00	170,00	30,36	0,00
10	PQ	1,04	-1,56	0,00	0,00	180,00	35,10	0,00
11	PQ	1,03	4,80	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
12	PQ	1,02	6,18	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
13	PV	1,03	9,81	488,62	52,09	260,00	55,06	0,00
14	PQ	1,06	5,83	0,00	0,00	200,00	40,00	224,72
15	PQ	1,02	11,69	150,27	0,00	320,00	66,46	0,00
16	PV	1,03	11,39	129,86	60,97	100,00	20,00	0,00
17	PQ	1,03	14,64	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
18	PV	1,03	15,58	340,31	59,92	330,00	68,00	0,00
19	PQ	1,02	11,19	0,00	0,00	193,00	37,00	0,00
20	PQ	1,02	13,08	0,00	0,00	130,00	26,00	0,00
21	PV	1,03	16,35	330,96	9,36	0,00	0,00	0,00
22	PV	1,03	21,15	242,60	-38,62	0,00	0,00	0,00
23	PV	1,03	14,86	575,82	-9,28	0,00	0,00	0,00
24	PQ	0,99	7,21	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

Tabela C.19: Resultados dos transformadores obtidos após resolução das condições de complexidade e restrições do sistema que afectaram o leilão multiperíodo simulado (período 3).

Transformador		Capacidade	Primário		Secundário		Perdas
Nó P	Nó S	MVA	MW	Mvar	MW	Mvar	Mvar
3	24	155,67	-154,21	-0,72	154,21	21,26	20,54
9	11	111,19	-104,65	-27,80	104,65	37,55	9,75
9	12	133,93	-132,29	-6,31	132,29	20,90	14,59
10	11	141,86	-141,06	15,08	141,06	0,62	15,70
10	12	173,23	-169,01	38,01	169,01	-14,60	23,41

Tabela C.20: Resultados dos transítos de potência nas linhas obtidos após resolução das condições de complexidade e restrições do sistema que afectaram o leilão multiperíodo simulado (período 3).

Linha		Emissão		Recepção		Potência de Perdas	
Nó i	Nó j	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar
1	2	-12,35	-22,14	12,36	-26,76	0,00	48,90
1	3	8,15	16,48	-7,92	-21,41	0,23	4,92
1	5	53,20	-1,36	-52,61	1,21	0,58	0,15
2	4	33,93	15,28	-33,49	-17,09	0,45	1,81
2	6	42,09	-6,01	-41,25	3,78	0,83	2,23
3	9	-7,87	-14,87	7,94	11,98	0,08	2,90
4	9	-31,51	2,09	31,78	-3,86	0,27	1,77
5	10	-22,39	-15,21	22,54	13,27	0,15	1,94
6	10	-88,75	-135,60	89,81	-119,64	1,06	255,24
7	8	117,87	27,35	-115,67	-20,55	2,20	6,80
8	9	-26,91	1,11	27,22	-4,37	0,32	3,26
8	10	-17,43	-21,67	17,72	18,18	0,29	3,49
11	13	-190,52	30,14	192,68	-23,94	2,15	6,20
11	14	-55,19	-68,31	55,55	61,49	0,36	6,82
12	13	-140,27	-13,67	141,43	12,33	1,17	1,34
12	23	-161,04	7,37	164,19	-4,01	3,16	3,35
13	23	-105,49	8,64	106,69	-18,58	1,20	9,94
14	16	-255,55	123,23	259,18	-103,90	3,63	19,33
15	16	21,38	-82,40	-21,24	79,75	0,15	2,65
15	21	-173,47	-3,44	175,31	6,92	1,83	3,48
15	21	-173,47	-3,44	175,31	6,92	1,83	3,48
15	24	155,84	22,82	-154,21	-21,27	1,63	1,56
16	17	-228,15	32,01	229,81	-24,79	1,66	7,22
16	19	20,07	33,11	-20,02	-37,85	0,05	4,74
17	18	-118,32	15,56	118,56	-16,83	0,24	1,28
17	22	-111,49	9,23	113,12	-19,94	1,64	10,70
18	21	-54,13	4,38	54,22	-9,43	0,09	5,05
18	21	-54,13	4,38	54,22	-9,43	0,09	5,05
19	20	-86,49	0,42	86,86	-6,29	0,37	5,87
19	20	-86,49	0,42	86,86	-6,29	0,37	5,87
20	23	-151,86	-6,71	152,47	6,66	0,62	0,05
20	23	-151,86	-6,71	152,47	6,66	0,62	0,05
21	22	-128,10	14,37	129,48	-18,68	1,38	4,31
Perdas Totais:						30,70	441,75

2.4. Período 4

Tabela C.21: Resultados dos barramentos obtidos após resolução das condições de complexidade e restrições do sistema que afectaram o leilão multiperíodo simulado (período 4).

Barramento		Tensão		Produção		Consumo		Condensador
Nó	Tipo	Módulo [pu]	Fase [°]	MW	Mvar	MW	Mvar	Mvar
1	Ref	1,03	0,00	130,87	14,03	70,00	22,00	0,00
2	PV	1,03	-0,02	178,44	10,13	97,00	20,00	0,00
3	PQ	0,98	0,04	0,00	0,00	180,00	37,00	0,00
4	PQ	0,99	-2,37	0,00	0,00	74,00	15,94	0,00
5	PQ	1,02	-2,43	0,00	0,00	65,00	13,18	0,00
6	PQ	1,01	-4,93	0,00	0,00	136,00	28,00	-102,95
7	PV	1,03	2,50	263,08	53,74	113,00	25,00	0,00
8	PQ	0,99	-2,40	0,00	0,00	180,00	39,77	0,00
9	PQ	1,00	-0,11	0,00	0,00	180,00	36,00	0,00
10	PQ	1,03	-1,98	0,00	0,00	215,00	32,25	0,00
11	PQ	1,03	4,84	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
12	PQ	1,01	6,34	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
13	PV	1,03	9,98	483,98	72,18	265,00	54,00	0,00
14	PQ	1,05	6,01	0,00	0,00	260,00	53,68	221,18
15	PQ	1,02	13,60	158,26	74,18	310,00	44,29	0,00
16	PV	1,03	12,93	154,39	49,25	140,00	21,88	0,00
17	PQ	1,03	16,91	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
18	PV	1,03	18,16	359,66	58,94	310,00	68,00	0,00
19	PQ	1,02	12,57	0,00	0,00	180,00	37,00	0,00
20	PQ	1,02	14,17	0,00	0,00	130,00	26,00	0,00
21	PV	1,03	18,93	370,12	-24,50	0,00	0,00	0,00
22	PV	1,03	24,10	264,32	-38,69	0,00	0,00	0,00
23	PV	1,03	15,78	579,49	-5,66	0,00	0,00	0,00
24	PQ	1,00	8,60	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

Tabela C.22: Resultados dos transformadores obtidos após resolução das condições de complexidade e restrições do sistema que afectaram o leilão multiperíodo simulado (período 4).

Transformador		Capacidade	Primário		Secundário		Perdas
Nó P	Nó S	MVA	MW	Mvar	MW	Mvar	Mvar
3	24	176,68	-174,44	-1,68	174,44	27,99	26,32
9	11	112,11	-105,49	-27,95	105,49	37,96	10,02
9	12	137,56	-135,46	-8,42	135,46	23,91	15,49
10	11	150,91	-149,93	17,15	149,93	0,76	17,91
10	12	184,29	-180,25	38,34	180,25	-11,63	26,71

Tabela C.23: Resultados dos transítos de potência nas linhas obtidos após resolução das condições de complexidade e restrições do sistema que afectaram o leilão multiperíodo simulado (período 4).

Linha		Emissão		Recepção		Potência de Perdas	
Nó i	Nó j	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar
1,00	2,00	2,95	-25,01	-2,95	-23,91	0,00	48,92
1,00	3,00	5,03	17,62	-4,80	-22,53	0,23	4,91
1,00	5,00	52,88	-0,58	-52,31	0,41	0,57	0,18
2,00	4,00	38,29	18,49	-37,71	-19,76	0,58	1,27
2,00	6,00	46,10	-4,45	-45,11	2,87	1,00	1,58
3,00	9,00	-0,76	-12,79	0,80	9,78	0,04	3,01
4,00	9,00	-36,29	3,82	36,66	-5,20	0,36	1,38
5,00	10,00	-12,69	-13,58	12,76	11,33	0,07	2,25
6,00	10,00	-90,89	-133,82	92,01	-119,01	1,12	252,83
7,00	8,00	150,08	28,74	-146,57	-16,89	3,51	11,85
8,00	9,00	-23,26	0,70	23,50	-4,22	0,24	3,51
8,00	10,00	-10,17	-23,58	10,41	19,93	0,24	3,65
11,00	13,00	-195,66	20,32	197,92	-13,27	2,26	7,05
11,00	14,00	-59,76	-59,04	60,09	52,15	0,34	6,89
12,00	13,00	-141,03	-20,34	142,23	19,27	1,20	1,07
12,00	23,00	-174,68	8,06	178,42	-0,14	3,73	7,92
13,00	23,00	-121,16	12,19	122,75	-19,11	1,59	6,93
14,00	16,00	-320,09	115,36	325,38	-83,12	5,28	32,23
15,00	16,00	66,07	-40,21	-65,95	37,33	0,12	2,88
15,00	21,00	-197,17	18,57	199,54	-11,04	2,37	7,53
15,00	21,00	-197,17	18,57	199,54	-11,04	2,37	7,53
15,00	24,00	176,53	32,98	-174,44	-28,00	2,08	4,98
16,00	17,00	-278,33	43,44	280,81	-29,78	2,48	13,66
16,00	19,00	33,29	29,73	-33,23	-34,37	0,06	4,64
17,00	18,00	-157,85	18,08	158,27	-17,86	0,43	0,22
17,00	22,00	-122,96	11,70	124,95	-19,60	1,99	7,90
18,00	21,00	-54,31	4,40	54,40	-9,45	0,09	5,05
18,00	21,00	-54,31	4,40	54,40	-9,45	0,09	5,05
19,00	20,00	-73,38	-1,32	73,65	-5,36	0,26	6,68
19,00	20,00	-73,38	-1,32	73,65	-5,36	0,26	6,68
20,00	23,00	-138,65	-7,64	139,16	6,80	0,51	0,84
20,00	23,00	-138,65	-7,64	139,16	6,80	0,51	0,84
21,00	22,00	-137,76	16,48	139,36	-19,09	1,60	2,61
Perdas Totais:						37,60	474,50