

Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto



**Análise Estatística dos Resultados do Mercado
Ibérico de Eletricidade no ano de 2011**

Pedro José Marques Gonçalves

VERSÃO FINAL

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

Orientador: Professor Doutor João Tomé Saraiva

Junho de 2012

© Pedro José Marques Gonçalves, 2012

Resumo

O processo de globalização que se tem feito sentir ao longo das últimas décadas em todo o Mundo e em diversos setores, tem tido também o seu efeito no setor da eletricidade com o processo de reestruturação. Este processo levou à criação de novos mercados de eletricidade transacionais que resultaram da integração de mercados nacionais de diversos países. O Mercado Ibérico de Eletricidade, MIBEL, que abrange os mercados de eletricidade de Portugal e de Espanha, é um dos novos mercados de eletricidade presentes na Europa.

A junção destes mercados trouxe uma série de novos desafios, nomeadamente, no que às interligações diz respeito. As interligações entre os diversos países possuem um limite físico para os trânsitos de potências que se realizam entre áreas de operação, pelo que, em diversos períodos, surgem situações de congestionamento. Como resultado destas situações, torna-se necessário recorrer ao mecanismo de *Market Splitting*. Este mecanismo promove a separação dos mercados, atribuindo um preço diferenciado para cada área de operação. Um dos objetivos a que o MIBEL se propõe consiste em eliminar os períodos em que este mecanismo é utilizado de forma a conseguir assegurar o funcionamento deste mercado como mercado único a tempo inteiro. Uma vez cumprido este objetivo, será mais fácil de ocorrer a evolução para um mercado único a nível Europeu.

O trabalho apresentado neste documento enquadra-se no conjunto de problemas mencionados anteriormente e os seus principais objetivos correspondem à análise estatística dos resultados do Mercado Diário no âmbito do MIBEL ao longo do ano de 2011, no lado Português e no lado Espanhol e ainda à análise do mercado de serviços de sistema, em ambas as áreas de operação, nomeadamente dos serviços da reserva secundária e da reserva terciária.

Palavras-chave: MIBEL; Mercado Diário; Serviços de Sistema; Operador de Mercado; Operador de Sistema; *Market Splitting*.

Abstract

The process of globalization has been felt over the past decades around the world and across many sectors, has also had its effect in the electricity sector with the restructuring process. This process led to the creation of new electricity markets transaction that resulted from the integration of national markets from several countries. The Iberian Electricity Market, MIBEL, which covers the electricity markets of Portugal and Spain, is one of the new electricity markets present in Europe.

The merging of these markets has brought new challenges, particularly related to the interconnections. The interconnections between different countries have a physical limit to the power that flows between the areas of operation, so in some periods, a congestion can arise. As a result of these situations, it is necessary to activate the mechanism of Market Splitting. This mechanism promotes the separation of the markets, assigning different prices for each area of operation. One of the goals of MIBEL is to eliminate such periods in order to be able to ensure the operation of this market as a single market at full time. Once accomplished this goal, it will be easier for evolution to occur into a single market at European level.

The work presented in this document addresses the set of problems mentioned above and its main objectives correspond to the statistical analysis of the Daily Market in the scope of MIBEL throughout the year 2011, on the Portuguese and Spanish side and also the analysis of the Ancillary Services market, in both areas of operation, regarding the secondary and tertiary reserves.

Key words: MIBEL, Daily Market, Ancillary Services, Market Operator, System Operator, Market Splitting.

Agradecimentos

Queria começar por agradecer aos meus pais por todo o apoio, carinho e incentivo proporcionados ao longo destes cinco anos. Sem eles esta batalha teria sido muito mais penosa e o sonho poderia não ter passado disso. A eles o meu muito obrigado...

Ao meu orientador, o Prof. Dr. João Tomé Saraiva, agradeço todo o apoio, incentivo, dedicação, disponibilidade, paciência e espírito crítico demonstrado ao longo da elaboração deste trabalho. Sem dúvida alguma que, toda a ajuda prestada desde o primeiro dia permitiu acrescentar um elevado valor a este trabalho.

Um agradecimento especial à EDP Produção, em particular aos Engenheiros Virgílio Mendes e José Carlos Sousa por toda a ajuda, cooperação e disponibilidade, mesmo em alturas nas quais estavam mais atarefados e por me proporcionaram efetuar a tese em ambiente empresarial.

Um agradecimento muito especial a todos os meus amigos que me ajudaram a ultrapassar diversos obstáculos ao longo do curso e me permitiram crescer como pessoa.

Por fim mas não menos importante, gostaria de agradecer à Aninha todo o carinho e afeto demonstrados. Sem ela, teria sido muito difícil superar algumas adversidades.

Índice

Capítulo 1 Introdução	1
1.1 - Enquadramento e Objetivos.....	1
1.2 - Estrutura do Documento	2
Capítulo 2 Mercados de Eletricidade	5
2.1 - O setor Elétrico no Passado	5
2.2 - O setor Elétrico - A mudança	6
2.3 - Setor Elétrico - Novo Modelo.....	8
2.4 - Modelo em <i>Pool</i>	10
2.4.1 - Modelos Simétricos.....	11
2.4.2 - Mercado Ideal	13
2.4.3 - Modelos Assimétricos	13
2.4.4 - Modelos Obrigatórios e Voluntários	14
2.4.5 - Contratos Bilaterais.....	14
2.4.5.1- Contratos Bilaterais Físicos.....	15
2.4.5.2- Contratos de Tipo Financeiro- Às Diferenças, Futuros e Opções	15
2.4.6 - Modelos Mistos	16
Capítulo 3 Mercado Ibérico de Eletricidade	19
3.1 - Caracterização do Setor Elétrico Português.....	19
3.1.1 - Resenha Histórica	19
3.1.2 - Enquadramento Legal do Setor Elétrico Português.....	19
3.1.3 - Organização do Setor Elétrico Português	21
3.2 - Caraterização do Setor Elétrico Espanhol.....	25
3.2.1 - Resenha Histórica	25
3.2.2 - Enquadramento Legal do Setor Elétrico Espanhol	26
3.2.3 - Organização do Setor Elétrico Espanhol.....	27
3.3 - Mercado Ibérico de Eletricidade - MIBEL.....	30
3.3.1 - Aspetos Gerais	30
3.3.2 - Organização e Funcionamento do MIBEL	33
3.3.3 - OMIP	33
3.3.4 - OMIE	34
3.3.4.1- Mercado Diário.....	35
3.3.4.2- Mercado Intradiário	36
3.3.5 - Cronologia do Funcionamento do MIBEL.....	37
3.3.6 - Interligações	38
Capítulo 4 Serviços de Sistema.....	41

4.1 - Considerações Gerais	41
4.2 - UCTE/ENTSO-E	42
4.3 - Os Serviços de Sistema no MIBEL	43
4.3.1 - Solução de Restrições Técnicas	44
4.3.2 - Reserva Primária	45
4.3.3 - Reserva Secundária	45
4.3.4 - Reserva Terciária	47
4.3.5 - Controlo de Tensão	47
4.3.6 - Reposição de Serviço	48
4.4 - Harmonização dos Serviços de Sistema no MIBEL	49
Capítulo 5 Análise dos Resultados do Mercado Ibérico de Eletricidade no Ano de 2011	53
5.1 - Estrutura do Capítulo	53
5.2 - Mercado Diário - Janeiro de 2011	54
5.2.1 - Sessões do Mercado Diário	54
5.2.2 - Energia Contratada	57
5.2.3 - Preço no Mercado Diário	59
5.2.4 - Volume Económico Transacionado	64
5.2.5 - <i>Market Splitting</i>	65
5.2.6 - Tecnologias	68
5.2.6.1- Tecnologias a Mercado	68
5.2.6.2- Tecnologias que marcaram o preço marginal no Mercado Diário	70
5.2.7 - Relação entre as Tecnologias e o Preço no Mercado Diário	77
5.3 - Mercado de Serviços de Sistema - Janeiro de 2011	78
5.3.1 - Reserva Secundária	78
5.3.1.1- Evolução do Preço da Banda de Reserva	79
5.3.1.2- Evolução da Banda de Reserva Contratada	81
5.3.1.3- Evolução da Energia de Regulação Secundária Utilizada	84
5.3.2 - Reserva Terciária	89
5.3.2.1- Evolução do Preço	90
5.3.2.2- Evolução da Energia de Reserva Terciária Utilizada	93
5.4 - Mercado Diário - Julho de 2011	97
5.4.1 - Sessões do Mercado Diário	97
5.4.2 - Energia Contratada	100
5.4.3 - Preço no Mercado Diário	102
5.4.4 - Volume Económico	106
5.4.5 - <i>Market Splitting</i>	107
5.4.6 - Tecnologias	109
5.4.6.1- Tecnologias a Mercado	109
5.4.6.2- Tecnologias que marcaram o preço marginal no Mercado Diário	111
5.4.7 - Relação entre as tecnologias e o preço no Mercado Diário	117
5.5 - Mercado de Serviços de Sistema - Julho de 2011	118
5.5.1 - Reserva Secundária	118
5.5.1.1- Evolução do Preço da Banda de Reserva	118
5.5.1.2- Evolução da Banda de Reserva Contratada	120
5.5.1.3- Evolução da Energia de Regulação Secundária Utilizada	122
5.5.2 - Reserva Terciária	124
5.5.2.1- Evolução do Preço	124
5.5.2.2- Evolução da Energia de Reserva Terciária Utilizada	127
5.6 - Mercado Diário - Ano de 2011	129
5.6.1 - Energia Contratada	129
5.6.2 - Preço no Mercado Diário	132
5.6.3 - Volume Económico Transacionado	137
5.6.4 - <i>Market Splitting</i>	139

5.6.5 - Tecnologias	142
5.6.5.1- Tecnologias a Mercado	142
5.6.5.2- Tecnologias que marcaram o preço marginal no Mercado Diário	145
5.6.6 - Relação entre as Tecnologias e o Preço no Mercado Diário.....	147
5.7 - Mercado de Serviços de Sistema - Ano de 2011	148
5.7.1 - Reserva Secundária	148
5.7.1.1- Evolução do Preço.....	148
5.7.1.2- Evolução da Banda Contratada	151
5.7.1.3- Evolução da Energia de Regulação Secundária Utilizada.....	153
5.7.2 - Reserva Terciária.....	156
5.7.2.1- Evolução do Preço.....	156
5.7.2.2- Evolução da Energia de Reserva Terciária Utilizada	159
Capítulo 6 Conclusões.....	163

Lista de figuras

Figura 2.1 - Estrutura verticalmente integrada do setor elétrico [1].	6
Figura 2.2 - Cronologia da reestruturação do setor elétrico [1].	8
Figura 2.3 - Novo modelo desagregado do setor elétrico [1].	9
Figura 2.4 - Funcionamento de um <i>Pool</i> simétrico [1].	11
Figura 2.5 - Funcionamento de um <i>Pool</i> simétrico ideal [1].	13
Figura 2.6 - Funcionamento de um <i>Pool</i> assimétrico [1].	14
Figura 2.7 - Funcionamento de um <i>Pool</i> assimétrico [1].	16
Figura 2.8 - Modelo misto de exploração do setor elétrico [1].	17
Figura 3.1 - Organização do Sistema Elétrico em 1995 [7].	21
Figura 3.2 - Organização atual do Setor Elétrico Português [10].	22
Figura 3.3 - Organização atual do Setor Elétrico Espanhol [4].	28
Figura 3.4 - Sequência cronológica de eventos relevantes para a formação do MIBEL [2]	31
Figura 3.5 - Gráfico do preço de mercado por interseção da curva de Oferta e de Procura [26].	35
Figura 3.6 - Sessões do Mercado Intradiário [26].	37
Figura 3.7 - Sequência cronológica do funcionamento do MIBEL [27].	37
Figura 3.8 - Interligações existentes e planeadas entre Portugal e Espanha no ano de 2011 [30].	39
Figura 4.1 - Ativação das reservas após uma perturbação [34].	42
Figura 5.1 - Energia contratada no Mercado Diário em Portugal e Espanha - Janeiro de 2011.	57
Figura 5.2 - Valores máximos e mínimos de energia diária contratada no Mercado Diário - Janeiro de 2011.	59

Figura 5.3 - Evolução dos preços médios, máximos e mínimos no Mercado Diário no lado Português e no lado Espanhol - Janeiro de 2011.	60
Figura 5.4 - Evolução horário do preço do Mercado Diário no lado Português e no lado Espanhol - Janeiro de 2011.....	61
Figura 5.5 - Evolução dos preços no Mercado Diário no vazio e fora do vazio - Janeiro de 2011.	62
Figura 5.6 - Evolução do preço de Mercado para cada hora da semana de 3 a 9 de Janeiro de 2011, em ambas as áreas de operação.	63
Figura 5.7 - Volume económico transacionado no lado Português e no lado Espanhol - Janeiro de 2011.....	64
Figura 5.8 - Evolução horária da diferença de preços entre o lado Português e o lado Espanhol.	65
Figura 5.9 - Evolução horária da capacidade e respetiva ocupação das interligações no sentido de Portugal para Espanha - Janeiro de 2011.	66
Figura 5.10 - Evolução horária da capacidade e respetiva ocupação das interligações no sentido de Espanha para Portugal - Janeiro de 2011.	67
Figura 5.11 - Relação entre a capacidade de importação e exportação com a aplicação do <i>Market Splitting</i> - Janeiro de 2011.	67
Figura 5.12 - Energia diária, por tecnologia, que vai a Mercado do lado Português - Janeiro 2011.	68
Figura 5.13 - Energia diária, por tecnologia, que vai a Mercado do lado Espanhol - Janeiro 2011.	69
Figura 5.14 - Tecnologias que marcaram o preço do Mercado Diário em Portugal - Janeiro de 2011.....	73
Figura 5.15 - Tecnologias que marcaram o preço do Mercado Diário em Espanha - Janeiro de 2011.....	74
Figura 5.16 - Relação entre a tecnologia utilizada e o preço médio diário no Mercado Diário em Portugal - Janeiro de 2011.....	77
Figura 5.17 - Relação entre a tecnologia utilizada e o preço médio diário no Mercado Diário em Espanha - Janeiro de 2011.....	77
Figura 5.18 - Evolução do preço médio diário da banda de reserva secundária em Portugal e em Espanha - Janeiro de 2011.....	80
Figura 5.19 - Comparação da evolução do preço médio diário da banda de reserva secundária em Portugal e em Espanha com a evolução do preço médio do Mercado Diário em Portugal- Janeiro de 2011.	81
Figura 5.20 - Evolução da banda de regulação secundária contratada, a subir e a descer, em Portugal - Janeiro de 2011.....	82
Figura 5.21 - Evolução da banda de regulação secundária contratada, a subir e a descer, em Espanha - Janeiro de 2011.	82

Figura 5.22 - Comparação entre a banda de regulação secundária contratada, a subir e a descer e a energia contratada no Mercado Diário Português - Janeiro de 2011.	84
Figura 5.23 - Evolução da energia diária de regulação secundária mobilizada, a subir e a descer, em Portugal - Janeiro de 2011.....	85
Figura 5.24 - Evolução da energia diária de regulação secundária mobilizada, a subir e a descer, em Espanha - Janeiro de 2011.	86
Figura 5.25 - Diagrama de produção eólica referente ao dia 27, em Portugal - Janeiro de 2011.	88
Figura 5.26 - Diagrama de produção eólica referente ao dia 26, em Portugal - Janeiro de 2011.	88
Figura 5.27 - Diagrama de produção eólica referente ao dia 10, em Portugal - Janeiro de 2011.	88
Figura 5.28 - Diagrama de produção eólica referente ao dia 3, em Portugal - Janeiro de 2011.	89
Figura 5.29 - Evolução do preço médio diário da energia de regulação terciária mobilizada, a subir e a descer, em Portugal - Janeiro de 2011.....	90
Figura 5.30 - Evolução do preço médio diário da energia de regulação terciária mobilizada, a subir e a descer, em Espanha - Janeiro de 2011.....	91
Figura 5.31 - Comparação entre a evolução do preço médio diário da energia de regulação terciária mobilizada, a subir e a descer, em Portugal com a evolução desse mesmo preço em Espanha - Janeiro de 2011.	92
Figura 5.32 - Comparação entre a evolução do preço médio diário da energia de regulação terciária mobilizada, a subir e a descer, em Portugal com a evolução do preço médio do Mercado Diário em Portugal - Janeiro de 2011.	93
Figura 5.33 - Evolução da energia diária de regulação terciária mobilizada, a subir e a descer, em Portugal - Janeiro de 2011.....	93
Figura 5.34 - Evolução da energia diária de regulação terciária mobilizada, a subir e a descer, em Espanha - Janeiro de 2011.	94
Figura 5.35 - Diagrama de produção eólica referente ao dia 11, em Portugal - Janeiro de 2011.	95
Figura 5.36 - Diagrama de produção eólica referente ao dia 10, em Portugal - Janeiro de 2011.	96
Figura 5.37 - Diagrama de produção eólica referente ao dia 22, em Portugal - Janeiro de 2011.	96
Figura 5.38 - Diagrama de produção eólica referente ao dia 29, em Portugal - Janeiro de 2011.	96
Figura 5.39 - Energia contratada no Mercado Diário em Portugal e Espanha - Julho de 2011.	100
Figura 5.40 - Valores máximos e mínimos de energia diária contratada no Mercado Diário - Julho de 2011.	101

Figura 5.41 - Evolução dos preços médios, máximos e mínimos no Mercado Diário no lado Português e no lado Espanhol - Julho de 2011.	102
Figura 5.42 - Evolução horário do preço do Mercado Diário no lado Português e no lado Espanhol - Julho de 2011.	103
Figura 5.43 - Evolução dos preços no Mercado Diário no vazio e fora do vazio - Julho de 2011.	104
Figura 5.44 - Evolução do preço de Mercado para cada hora da semana de 11 a 17 de Julho de 2011, em ambas as áreas de operação.	105
Figura 5.45 - Volume económico transacionado no lado Português e no lado Espanhol - Julho de 2011.	106
Figura 5.46 - Evolução horária da diferença de preços entre o lado Português e o lado Espanhol - Julho de 2011.	107
Figura 5.47 - Evolução horária da capacidade e respetiva ocupação das interligações no sentido de Portugal para Espanha - Julho de 2011.	108
Figura 5.48 - Evolução horária da capacidade e respetiva ocupação das interligações no sentido de Espanha para Portugal - Julho de 2011.	109
Figura 5.49 - Relação entre a capacidade de importação e exportação com a aplicação do <i>Market Splitting</i> - Julho de 2011.	109
Figura 5.50 - Energia diária, por tecnologia, que vai a Mercado do lado Português - Julho 2011.	110
Figura 5.51 - Energia diária, por tecnologia, que vai a Mercado do lado Espanhol - Julho 2011.	110
Figura 5.52 - Tecnologias que marcaram o preço do Mercado Diário em Portugal - Julho de 2011.	114
Figura 5.53 - Tecnologias que marcaram o preço do Mercado Diário em Espanha - Julho de 2011.	114
Figura 5.54 - Relação entre a tecnologia utilizada e o preço médio diário no Mercado Diário em Portugal - Julho de 2011.	117
Figura 5.55 - Relação entre a tecnologia utilizada e o preço médio diário no Mercado Diário em Espanha - Julho de 2011.	117
Figura 5.56 - Evolução do preço médio diário da banda de reserva secundária em Portugal e em Espanha - Julho de 2011.	118
Figura 5.57 - Comparação da evolução do preço médio diário da banda de reserva secundária em Portugal e em Espanha com a evolução do preço médio do Mercado Diário em Portugal- Julho de 2011.	120
Figura 5.58 - Evolução da banda de regulação secundária contratada, a subir e a descer, em Portugal - Julho de 2011.	120
Figura 5.59 - Evolução da banda de regulação secundária contratada, a subir e a descer, em Espanha - Julho de 2011.	121

Figura 5.60 - Comparação entre a banda de regulação secundária contratada, a subir e a descer e a energia contratada no Mercado Diário Português - Julho de 2011.....	122
Figura 5.61 - Evolução da energia diária de regulação secundária mobilizada, a subir e a descer, em Portugal - Julho de 2011.	123
Figura 5.62 - Evolução da energia diária de regulação secundária mobilizada, a subir e a descer, em Espanha - Julho de 2011.....	123
Figura 5.63 - Evolução do preço médio diário da energia de regulação terciária mobilizada, a subir e a descer, em Portugal - Julho de 2011.	124
Figura 5.64 - Evolução do preço médio diário da energia de regulação terciária mobilizada, a subir e a descer, em Espanha - Julho de 2011.	125
Figura 5.65 - Comparação entre a evolução do preço médio diário da energia de regulação terciária mobilizada, a subir e a descer, em Portugal com a evolução desse mesmo preço em Espanha - Julho de 2011.....	126
Figura 5.66 - Comparação entre a evolução do preço médio diário da energia de regulação terciária mobilizada, a subir e a descer, em Portugal com a evolução do preço médio do Mercado Diário em Portugal - Julho de 2011.....	127
Figura 5.67 - Evolução da energia diária de regulação terciária mobilizada, a subir e a descer, em Portugal - Julho de 2011.	127
Figura 5.68 - Evolução da energia diária de regulação terciária mobilizada, a subir e a descer, em Espanha - Julho de 2011.....	128
Figura 5.69 - Evolução da energia média mensal transacionada no Mercado Diário - Ano de 2011.....	130
Figura 5.70 - Evolução da energia média mensal transacionada no Mercado Diário, em Portugal - Ano 2009, 2010 e 2011.	131
Figura 5.71 - Evolução da energia média mensal transacionada no Mercado Diário, em Espanha - Ano 2009, 2010 e 2011.....	131
Figura 5.72 - Evolução dos preços médios mensais no Mercado Diário em Portugal e em Espanha - Ano de 2011.	133
Figura 5.73 - Evolução dos preços máximos, mínimos e médios verificados em cada mês, no Mercado Diário Português e Espanhol - Ano de 2011.....	134
Figura 5.74 - Evolução dos preços médios diário em Portugal e em Espanha - Ano de 2011.	135
Figura 5.75 - Evolução dos preços médios mensais em Portugal - Ano de 2009, 2010 e de 2011.	136
Figura 5.76 - Evolução dos preços médios mensais em Espanha - Ano de 2009, 2010 e de 2011.	136
Figura 5.77 - Volume económico transacionado mensal, em Portugal e em Espanha - Ano de 2011.....	138
Figura 5.78 - Volume económico transacionado em Portugal - Ano de 2009, 2010 e de 2011.	138

Figura 5.79 - Volume económico transacionado em Espanha - Ano de 2009, 2010 e de 2011.	139
Figura 5.80 - Percentagens mensais nas quais se recorreu ao mecanismo de <i>Market Splitting</i> , em ambos os sentidos - Ano de 2011.....	140
Figura 5.81 - Percentagem de utilização do mecanismo de <i>Market Splitting</i> , em ambos os lados de operação - Ano de 2010 e Ano de 2011.	142
Figura 5.82 - Energia mensal, por tecnologia, que vai a Mercado do lado Português - Ano de 2011.....	143
Figura 5.83 - Energia mensal, por tecnologia, que vai a Mercado do lado Espanhol - Ano de 2011.....	143
Figura 5.84 - Tecnologias que marcaram o preço do Mercado Diário em Portugal - Ano de 2011.	146
Figura 5.85 - Tecnologias que marcaram o preço do Mercado Diário em Espanha - Ano de 2011.	146
Figura 5.86 - Relação entre a tecnologia utilizada e o preço médio diário no Mercado Diário em Portugal - Ano de 2011.	147
Figura 5.87 - Relação entre a tecnologia utilizada e o preço médio diário no Mercado Diário em Espanha - Ano de 2011.	147
Figura 5.88 - Evolução dos preços médios mensais do mercado referente à banda de reserva secundária, em Portugal e em Espanha - Ano de 2011.	149
Figura 5.89 - Comparação da evolução do preço médio mensal da banda de reserva secundária em Portugal e em Espanha com a evolução do preço médio mensal do Mercado Diário em Portugal- Ano de 2011.....	150
Figura 5.90 - Evolução do valor médio mensal da banda de regulação secundária contratada, a subir e a descer, em Portugal - Ano de 2011.	152
Figura 5.91 - Evolução do valor médio mensal da banda de regulação secundária contratada, a subir e a descer, em Espanha - Ano de 2011.	152
Figura 5.92 - Comparação entre a banda média mensal de regulação secundária contratada, a subir e a descer e a energia média mensal contratada no Mercado Diário Português - Ano de 2011.....	153
Figura 5.93 - Evolução da energia média mensal de regulação secundária mobilizada, a subir e a descer, em Portugal - Ano de 2011.....	154
Figura 5.94 - Evolução da energia média mensal de regulação secundária mobilizada, a subir e a descer, em Espanha - Ano de 2011.	155
Figura 5.95 - Evolução dos preços médios mensais da energia de reserva terciária, a subir e a descer, em Portugal - Ano de 2011.....	157
Figura 5.96 - Evolução dos preços médios mensais da energia de reserva terciária, a subir e a descer, em Espanha - Ano de 2011.....	157
Figura 5.97 - Gráfico comparativo entre os preços médios da reserva terciária a subir e a descer, em Portugal e em Espanha - Ano de 2011.	158

Figura 5.98 - Comparação da evolução do preço médio mensal da reserva terciária, a subir e a descer, em Portugal com a evolução do preço médio mensal do Mercado Diário em Portugal- Ano de 2011.	158
Figura 5.99 - Evolução da energia média mensal de regulação terciária mobilizada, a subir e a descer, em Portugal - Ano de 2011.	160
Figura 5.100 - Evolução da energia média mensal de regulação terciária mobilizada, a subir e a descer, em Espanha - Ano de 2011.	160

Lista de tabelas

Tabela 5.1 - Resultados do Mercado Diário - Janeiro 2011 - Lado Português.....	55
Tabela 5.2 - Resultados do Mercado Diário - Janeiro 2011 - Lado Espanhol.	56
Tabela 5.3 - Energia total contratada no Mercado Diário - Janeiro de 2011.	58
Tabela 5.4 - Energia diária total contratada no Mercado Diário - Janeiro de 2011.	58
Tabela 5.5 - Valores máximos e mínimos horários de energia contratada no Mercado Diário - Janeiro de 2011.....	59
Tabela 5.6 - Preços médios aritméticos no Mercado Diário no lado Português e no lado Espanhol - Janeiro de 2011.	60
Tabela 5.7 - Preços máximos e mínimos obtidos, no Mercado Diário, no lado Português e no lado Espanhol - Janeiro de 2011.	61
Tabela 5.8 - Preço mínimo e máximo nas horas de vazio e fora das horas de vazio - Janeiro de 2011.....	62
Tabela 5.9 - Volume económico transacionado no lado Português e no lado Espanhol - Janeiro de 2011.....	64
Tabela 5.10 - Percentagem de tempo na qual se utilizou o <i>Market Splitting</i> e dia e hora em que tal ocorreu no MIBEL - Janeiro de 2011.	66
Tabela 5.11 - Contribuição de cada tecnologia no Mercado Diário no lado Português e no lado Espanhol - Janeiro de 2011.....	70
Tabela 5.12 - Número de horas de cada dia em que cada tecnologia marcou o preço no Mercado Diário em Portugal - Janeiro de 2011.	71
Tabela 5.13 - Número de horas de cada dia em que cada tecnologia marcou o preço no Mercado Diário em Espanha - Janeiro de 2011.....	72
Tabela 5.14 - Número de dias para cada hora em que cada tecnologia marcou o preço no Mercado Diário em Portugal - Janeiro de 2011.	75
Tabela 5.15 - Número de dias para cada hora em que cada tecnologia marcou o preço no Mercado Diário em Espanha - Janeiro de 2011.....	76

Tabela 5.16 - Valores diários médios mais elevado e mais reduzido e valor médio mensal do preço da banda de reserva secundária em Portugal e em Espanha - Janeiro de 2011.	80
Tabela 5.17 - Preços máximos e mínimos obtidos, no mercado relativo à banda de reserva secundária, no lado Português e no lado Espanhol - Janeiro de 2011.	81
Tabela 5.18 - Valores máximos, mínimos e médios da banda de reserva de regulação secundária contratada a subir e a descer em Portugal e em Espanha - Janeiro de 2011.	83
Tabela 5.19 - Valores máximos e mínimos da banda de reserva de regulação secundária contratada a subir e a descer, em Portugal - Janeiro de 2011.	83
Tabela 5.20 - Valores máximos, mínimos e médios da energia diária de regulação secundária mobilizada a subir e a descer em Portugal e em Espanha - Janeiro de 2011.	86
Tabela 5.21 - Valores máximos e mínimos da energia diária de regulação secundária mobilizada a subir e a descer, em Portugal - Janeiro de 2011.....	86
Tabela 5.22 - Dias nos quais a energia a subir e a descer é máxima e mínima, no lado Português - Janeiro de 2011.....	87
Tabela 5.23 - Valores diários médios mais elevado e mais reduzido e valor médio mensal do preço diário da energia de regulação terciária mobilizada em Portugal e em Espanha - Janeiro de 2011.....	91
Tabela 5.24 - Preços máximos e mínimos obtidos, no Mercado relativo à reserva terciária, no lado Português e no lado Espanhol - Janeiro de 2011.	92
Tabela 5.25 - Valores máximos, mínimos e médios da energia diária de regulação terciária mobilizada em Portugal e em Espanha - Janeiro de 2011.....	94
Tabela 5.26 - Valores máximos e mínimos da energia diária de regulação secundária mobilizada a subir e a descer, em Portugal - Janeiro de 2011.....	94
Tabela 5.27 - Dias nos quais a energia de regulação terciária a subir e a descer é máxima e mínima, no lado Português - Janeiro de 2011.	95
Tabela 5.28 - Resultados do Mercado Diário - Julho de 2011 - Lado Português.	98
Tabela 5.29 - Resultados do Mercado Diário - Julho de 2011 - Lado Espanhol.....	99
Tabela 5.30 - Energia total contratada no Mercado Diário - Julho de 2011.	100
Tabela 5.31 - Energia diária total contratada no Mercado Diário - Julho de 2011.	101
Tabela 5.32 - Valores máximos e mínimos horários de energia contratada no Mercado Diário - Julho de 2011.....	102
Tabela 5.33 - Preços médios aritméticos no Mercado Diário no lado Português e no lado Espanhol - Julho de 2011.	103
Tabela 5.34 - Preços máximos e mínimos obtidos, no Mercado Diário, no lado Português e no lado Espanhol - Julho de 2011.	103
Tabela 5.35 - Preço mínimo e máximo nas horas de vazio e fora das horas de vazio - Julho de 2011.....	104

Tabela 5.36 - Volume económico transacionado no lado Português e no lado Espanhol - Julho de 2011.	106
Tabela 5.37 - Percentagem de tempo na qual se utilizou o <i>Market Splitting</i> e dia e hora em que tal ocorreu no MIBEL - Julho de 2011.....	107
Tabela 5.38 - Contribuição de cada tecnologia no Mercado Diário no lado Português e no lado Espanhol - Julho de 2011.	111
Tabela 5.39 - Número de horas de cada dia em que cada tecnologia marcou o preço no Mercado Diário em Portugal - Julho de 2011.	112
Tabela 5.40 - Número de horas de cada dia em que cada tecnologia marcou o preço no Mercado Diário em Espanha - Julho de 2011.	113
Tabela 5.41 - Número de dias para cada hora, em que cada tecnologia marcou o preço no Mercado Diário em Portugal - Julho de 2011.	115
Tabela 5.42 - Número de dias para cada hora, em que cada tecnologia marcou o preço no Mercado Diário em Espanha - Julho de 2011.	116
Tabela 5.43 - Valores diários médios mais elevado e mais reduzido e valor médio mensal do preço da banda de reserva secundária em Portugal e em Espanha - Julho de 2011.	119
Tabela 5.44 - Preços máximos e mínimos obtidos, no Mercado relativo à banda de reserva secundária, no lado Português e no lado Espanhol - Julho de 2011.....	119
Tabela 5.45 - Valores máximos, mínimos e médios da banda de reserva de regulação secundária contratada a subir e a descer em Portugal e em Espanha - Julho de 2011..	121
Tabela 5.46 - Valores máximos e mínimos da banda de reserva de regulação secundária contratada a subir e a descer, em Portugal - Julho de 2011.	122
Tabela 5.47 - Valores máximos, mínimos e médios da energia diária de regulação secundária mobilizada a subir e a descer em Portugal e em Espanha - Julho de 2011..	123
Tabela 5.48 - Valores máximos e mínimos da energia diária de regulação secundária mobilizada a subir e a descer, em Portugal - Julho de 2011.	124
Tabela 5.49 - Valores diários médios mais elevado e mais reduzido e valor médio mensal do preço diário da energia de regulação terciária mobilizada em Portugal e em Espanha - Julho de 2011.	125
Tabela 5.50 - Preços máximos e mínimos obtidos, no mercado relativo à reserva terciária, no lado Português e no lado Espanhol - Julho de 2011.	126
Tabela 5.51 - Valores máximos, mínimos e médios da energia diária de regulação terciária mobilizada em Portugal e em Espanha - Julho de 2011.....	128
Tabela 5.52 - Valores máximos e mínimos da energia diária de regulação secundária mobilizada a subir e a descer, em Portugal - Julho de 2011.	128
Tabela 5.53 - Energia mensal contratada no Mercado Diário, em Portugal e em Espanha - Ano de 2011.	129
Tabela 5.54 - Valores máximos, mínimos e médios da energia média mensal contratada no Mercado Diário - Ano de 2011.	130

Tabela 5.55 - Preços médios mensais no Mercado Diário Português e Espanhol - Ano de 2011.	132
Tabela 5.56 - Preço máximo e mínimo mensal verificado no Mercado Diário Português e Espanhol - Ano de 2011.	133
Tabela 5.57 - Preços médios mensais obtidos em Portugal e em Espanha - Ano de 2009, 2010 e de 2011.....	135
Tabela 5.58 - Volume económico transacionado mensal, no lado Português e no lado Espanhol - Ano de 2011.	137
Tabela 5.59 - Percentagens mensais nas quais se recorreu ao mecanismo de <i>Market Splitting</i> , em ambos os sentidos - Ano de 2011.....	139
Tabela 5.60 - Percentagem de utilização do mecanismo de <i>Market Splitting</i> , em ambos os lados de operação - Ano de 2010 e Ano de 2011.	141
Tabela 5.61 - Importância de cada tecnologia no Mercado Diário no lado Português e no lado Espanhol - Ano de 2011.	144
Tabela 5.62 - Número de horas de cada mês em que cada tecnologia marcou o preço no Mercado Diário em Portugal - Ano de 2011.....	145
Tabela 5.63 - Número de horas de cada mês em que cada tecnologia marcou o preço no Mercado Diário em Espanha - Ano de 2011.	145
Tabela 5.64 - Preços médios mensais do mercado referentes à banda de reserva secundária, em Portugal e em Espanha - Ano de 2011.....	149
Tabela 5.65 - Preços máximos, mínimos e médios obtidos no Mercado relativo à banda de reserva secundária, no lado Português e no lado Espanhol - Ano de 2011.....	150
Tabela 5.66 - Valores médios mensais da banda de reserva de regulação secundária contratada a subir e a descer em Portugal e em Espanha - Ano de 2011.	151
Tabela 5.67 - Valores máximos, mínimos e médios da banda de reserva de regulação secundária contratada a subir e a descer em Portugal e em Espanha - Ano de 2011....	153
Tabela 5.68 - Valores médios mensais da energia de regulação secundária mobilizada a subir e a descer em Portugal e em Espanha - Ano de 2011.....	154
Tabela 5.69 - Valores máximos, mínimos e médios da energia média mensal de regulação secundária mobilizada a subir e a descer em Portugal e em Espanha - Ano de 2011....	155
Tabela 5.70 - Preços médios mensais do mercado referentes à reserva terciária, em Portugal e em Espanha - Ano de 2011.....	156
Tabela 5.71 - Preços máximos, mínimos e médios obtidos no Mercado relativo à reserva terciária, no lado Português e no lado Espanhol - Ano de 2011.	157
Tabela 5.72 - Energia média mensal de regulação secundária, a subir a descer, em Portugal e em Espanha - Ano de 2011.....	159
Tabela 5.73 - Valores máximos, mínimos e médios da energia média mensal de regulação terciária mobilizada a subir e a descer em Portugal e em Espanha - Ano de 2011.....	161

Lista de Abreviaturas

Lista de abreviaturas (ordenadas por ordem alfabética)

AGC	<i>Automatic Generation Control</i>
AT	Alta Tensão
CAE	Contratos de Aquisição de Energia
CESUR	<i>Contratos de Energía para el Suministro de Último Recurso</i>
CFD	<i>Contracts for Differencies</i>
CMEC	Custos de Manutenção do Equilíbrio Contratual
CNE	<i>Comisión Nacional de Energía</i>
CSEN	<i>Comisión Nacional del Sistema Eléctrico</i>
CUR	Comercializador de Último Recurso
EDA	Eletricidade dos Açores
EDP	Energias de Portugal
EEM	Empresas de Eletricidade da Madeira
ENTSO-E	<i>European Network of Transmission System Operators for Electricity</i>
ERSE	Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos
FERC	<i>Federal Electricity Regulatory Commission</i>
ISO	<i>Independent System Operator</i>
LOSEN	<i>Ley Orgánica del Sector Eléctrico Nacional</i>
MAT	Muito Alta Tensão
MIBEL	Mercado Ibérico de Eletricidade
ML	Mercado Liberalizado
MLE	<i>Marco Legal y Estable</i>
MR	Mercado Regulado
NGC	<i>Nacional Grid Company</i>
OMIE	Operador do Mercado Ibérico- Pólo Espanhol
OMIP	Operador do Mercado Ibérico- Pólo Português
OPF	<i>Optimal Power Flow</i>
OTC	<i>Over-the-Counter</i>
PPP	<i>Pool Purchase Price</i>

PRE	Produção em Regime Especial
PRO	Produção em Regime Ordinário
REE	<i>Red Electrica de España</i>
REN	Rede Energéticas Nacionais
RNT	Rede Nacional de Transporte
RTE	<i>Réseau de Transport d'Electricité</i>
SEE	Sistema Elétrico de Energia
SEI	Sistema Elétrico Independente
SEN	Sistema Elétrico Nacional
SENV	Sistema Elétrico Não Vinculado
SEP	Sistema Elétrico de Serviço Público
TSO	<i>Transmission System Operator</i>
UCTE	<i>Union for the Coordination of the Transmission of Electricity</i>

Capítulo 1

Introdução

1.1 - Enquadramento e Objetivos

O trabalho que deu origem a esta dissertação resultou de um tema proposto pela EDP Produção e foi efetuado no âmbito da dissertação do Mestrado Integrado em Engenharia Eletrotécnica e de Computadores. O tema proposto foi o da análise estatística dos resultados do Mercado Ibérico de Eletricidade, MIBEL, no ano de 2011.

O objetivo principal deste trabalho consiste em analisar o funcionamento do MIBEL no ano de 2011. De salientar que um dos requisitos do proponente está relacionado com o facto de apenas se utilizarem dados não confidenciais, pelo que, da análise destes dados deverão resultar algumas conclusões que permitam definir novas estratégias e novas opções que permitam tornar a participação no mercado mais eficiente.

A análise efetuada irá incidir essencialmente sobre dois mercados distintos: o Mercado Diário e o Mercado de Serviços de Sistema. Para o Mercado Diário, serão utilizados os dados disponibilizados pelo Operador de Mercado Ibérico- OMIE. Esta análise irá focar-se nas diferenças existentes entre o funcionamento do lado Português e do lado Espanhol e ainda sobre a importância de um funcionamento mais eficaz do MIBEL como mercado único a tempo inteiro por forma a tornar possível a sua evolução para um mercado único a nível Europeu. Em relação ao Mercado de Serviços de Sistema serão analisados os resultados referentes aos serviços de reserva secundária e de reserva terciária. Relativamente a estes serviços, irá ser dada ênfase à sua importância na manutenção da segurança e da fiabilidade na operação do Sistema Elétrico de Energia e serão avaliadas as principais diferenças existentes na utilização destes serviços em Portugal e em Espanha. Por fim, de salientar que na análise destes mercados, serão utilizados os dados disponibilizados pelo TSO Português, REN e pelo TSO Espanhol, REE.

1.2 - Estrutura do Documento

Este documento encontra-se organizado em seis Capítulos. No presente Capítulo, é apresentado o enquadramento e os principais objetivos do trabalho, assim como a motivação para o mesmo. Por fim, é também apresentada a estrutura do documento através de um breve resumo acerca do conteúdo de cada Capítulo.

No Capítulo 2 - Mercados de Eletricidade - é apresentada uma evolução histórica do setor elétrico desde o seu início até à época da sua reestruturação, bem como os motivos que levaram a esta mesma reestruturação. De seguida, é explicado o funcionamento do setor elétrico após sofrer a reestruturação. Nesta explicação, menciona-se as atividades que constituem este novo modelo assim como a forma como estas se articulam entre si. Por fim, apresenta-se o funcionamento do mercado em *pool*, os modelos existentes e ainda as diversas formas de relacionamento entre os produtores e os consumidores.

No Capítulo 3 - Mercado Ibérico de Eletricidade - é caracterizado o sistema elétrico Português e o sistema elétrico Espanhol. Para isso, é descrita a evolução sofrida por ambos os setores desde o primeiro relato do uso de energia elétrica até à organização atual. É ainda apresentado o processo que levou à criação do MIBEL e os principais objetivos inerentes à sua criação. É ainda abordado o funcionamento atual do MIBEL, referindo a existência dos dois pólos que constituem o MIBEL, nomeadamente o Pólo Português e o Pólo Espanhol e ainda as sessões de mercado existentes diariamente. Finalmente, é apresentado e devidamente explicado um diagrama com a sequência cronológica do funcionamento do MIBEL e referem-se as interligações existentes entre os dois países que constituem este mercado e a sua importância no contexto do funcionamento do MIBEL.

No Capítulo 4 - Serviços de Sistema - é inicialmente apresentada uma definição destes serviços e ainda os principais critérios utilizados pela ENTSO-E referentes a alguns Serviços de Sistema, nomeadamente, às reservas primária, secundária e terciária. De seguida, são descritos os Serviços de Sistema existentes em Portugal e em Espanha e os respetivos campos de aplicação. Por fim, é abordada a harmonização dos Serviços de Sistema, descrevendo os principais modelos que será possível adotar e o modelo adotado, bem como o estado atual da aplicação desta harmonização no MIBEL.

No Capítulo 5 - Análise dos resultados do Mercado Ibérico de Eletricidade no ano de 2011 - são analisados os resultados do Mercado Ibérico de Eletricidade referentes ao Mercado Diário e ao mercado dos Serviços de Sistema, no que refere à contratação das reservas secundária e terciária. Neste Capítulo é efetuada uma análise mais pormenorizada dos meses de Janeiro e de Julho e ainda uma análise mais global do ano de 2011.

No Capítulo 6 - Conclusões - são apresentadas as conclusões retiradas da análise efetuada e ainda algumas sugestões de aspetos e medidas que possam contribuir para melhorar o funcionamento do Mercado Ibérico de Eletricidade.

Capítulo 2

Mercados de Eletricidade

2.1 - O setor Elétrico no Passado

O final do século XIX ficou marcado pelo início da atividade de produção de eletricidade, assim como o seu transporte e distribuição até aos consumidores, tendo havido, desde essa altura, sucessivas alterações nesse mesmo setor. Inicialmente, o setor elétrico era composto por redes elétricas de pequena potência e extensão geográfica, devido à baixa potência de cargas envolvidas e ainda devido às tecnologias então disponíveis. Com o aumento crescente da potência de cargas e com a adoção de diversas inovações tecnológicas, a extensão geográfica das redes e as potências envolvidas começaram, também, a sofrer incrementos. Este processo, a par do aproveitamento de recursos hídricos muitas vezes disponíveis em locais afastados dos centros de consumo, levou à necessidade de construção de redes de transporte de energia elétrica envolvendo distâncias e níveis de tensão cada vez mais elevados. Esta evolução originou a passagem de pequenos sistemas para grandes sistemas elétricos, o que levou à necessidade de, progressivamente, ir interligando os sistemas elétricos nacionais. Os motivos relacionados com estas interligações são de ordem técnica e resultam, essencialmente, da necessidade de segurança de exploração e da necessidade de obter maior estabilidade [1].

No que ao nível de estrutura de propriedade diz respeito, o setor elétrico apresentava características distintas consoante o país. Por exemplo, nos Estados Unidos da América, na década de 70, cerca de 76% dos ativos do setor eram propriedade privada. Já em Portugal, até 1975, o setor elétrico encontrava-se organizado em termos de concessões atribuídas a entidades privadas. Porém, em 1975 ocorreu a nacionalização e integração vertical do setor com a criação da EDP. No caso de países como a Espanha ou a Alemanha, o setor elétrico manteve-se estruturado em termos de diversas empresas privadas atuando nas áreas da produção, transporte e distribuição. Na prática, verificava-se que as empresas apresentavam uma estrutura verticalmente integrada, integrando áreas desde a produção até ao

relacionamento com o cliente final. Por outro lado, verificava-se que mesmo aquando da existência de diversas empresas a atuar num país, existiam áreas concessionadas a cada uma delas, pelo que não havia qualquer competição [1].

Esta estrutura verticalmente integrada encontra-se ilustrada na Figura 2.1.

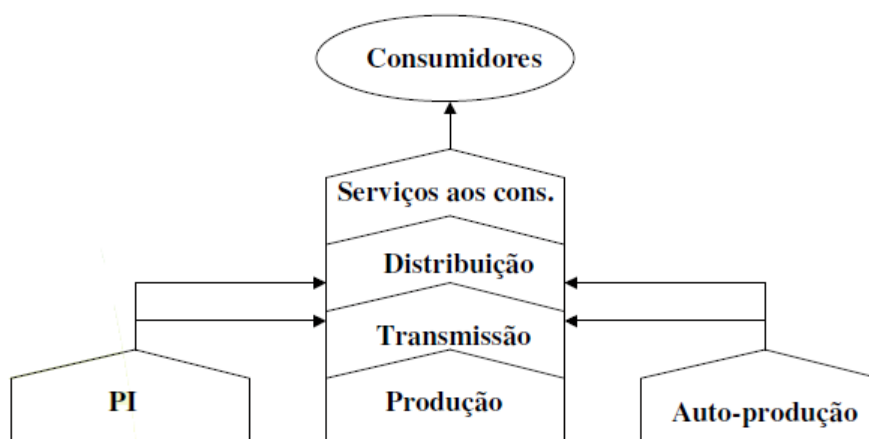


Figura 2.1- Estrutura verticalmente integrada do setor elétrico [1].

Pela Figura anterior é facilmente perceptível que a empresa verticalmente integrada apresentava uma posição dominante e central no setor. Este tipo de organização impossibilitava que os consumidores pudessem escolher a entidade com a qual se desejavam relacionar do ponto de vista comercial e técnico. Por outro lado, o preço do produto final era determinado por processos de regulação pouco claros, o que fazia com que o setor elétrico assumisse, com alguma frequência, o papel de elemento amortecedor em períodos de maior crise económica [2].

Até inícios dos anos 70, o ambiente económico era estável e não sofria alterações de ano para ano. Este ambiente era caracterizado por baixas taxas de inflação e de juro e por aumentos anuais de carga nos sistemas elétricos muito elevados, rondando valores entre 7 e 10%. Toda esta conjuntura conferia um carácter facilmente previsível à potência de carga, pelo que facilitava as tarefas de planeamento da expansão realizadas no âmbito de uma estrutura centralizada. Por seu turno, este ambiente em que a incerteza e o risco eram reduzidos acabou por facilitar a realização de economias de escala [1].

2.2 - O setor Elétrico - A mudança

Tal como referido anteriormente, até à crise petrolífera que se iniciou em 1973, o ambiente económico era estável. Contudo, no início dos anos 70, este ambiente alterou-se muito rapidamente, em especial nos países mais industrializados, desenvolvendo-se

conjunturas económicas onde as taxas de juro e de inflação aumentaram de forma acentuada o que fez com que o ambiente económico se tornasse mais volátil. Como tal, deixou de se verificar um comportamento linear no consumo de energia elétrica o que dificultou a sua previsão por parte das estruturas centralizadas [1].

A partir da década de 80, verificou-se ainda que diversas outras atividades económicas, relacionadas com serviços de índole social, começaram a ser liberalizadas. Entre estas atividades destacavam-se a indústria aérea, as redes fixas de telecomunicações, seguindo-se as redes móveis e as redes de distribuição de gás. Esta liberalização originou o aparecimento de diversos novos agentes nestes setores, aumentando a concorrência e conferindo ao cliente um papel mais ativo, nomeadamente na possibilidade de escolha da entidade fornecedora do serviço. O setor elétrico, à exceção da experiência de reestruturação do setor iniciada no Chile, em 1979, permaneceu imune a este movimento até finais dos anos 80. Assim, em 1990 e sob o governo de Margaret Thatcher, iniciou-se a reestruturação do setor elétrico em Inglaterra e Gales, o que despoletou um processo cada vez mais acelerado na reestruturação deste mesmo setor noutros países. Este despoletar tornou-se mais intenso devido, essencialmente, às razões enumeradas de seguida [1]:

- Em alguns países, a implementação de mecanismos de mercado forçou, em alguns casos, à separação das companhias verticalmente integradas. Isto, tal como mencionado anteriormente, permitiu o aparecimento de competição em alguns segmentos do setor;
- Por outro lado, nos anos 80 e 90 ocorreram diversas evoluções tecnológicas, nomeadamente na área das telecomunicações e meios computacionais, o que permitiu melhorar o acompanhamento em tempo real da exploração das redes elétricas;
- Em diversas áreas geográficas passou a estar disponível gás natural em quantidades e preços atrativos. Este facto, associado aos avanços tecnológicos realizados na construção de centrais de ciclo combinado a gás natural, originou a diminuição do carácter capital intensivo e com largos prazos de amortização que eram típicos no setor elétrico.

A Figura 2.2 retrata a cronologia da reestruturação dos setores elétrico e de distribuição de gás. Tal como referido anteriormente, somente nos finais da década de 90 é que se verificou a aceleração deste processo, com a reestruturação ocorrida em Inglaterra e Gales.

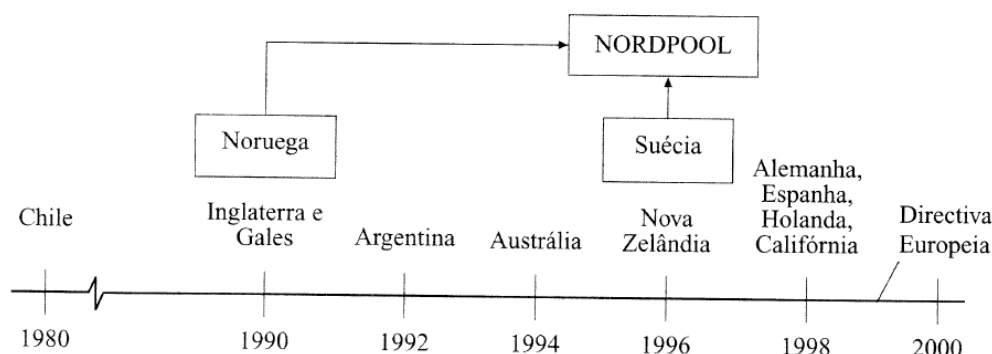


Figura 2.2 - Cronologia da reestruturação do setor elétrico [1].

Em Portugal, a reestruturação do sector elétrico deu um primeiro passo em 1994 com a criação da Rede Elétrica Nacional, REN, como subsidiária da EDP, existindo assim uma primeira divisão de encargos, visto que a REN passou a ser a responsável pelo transporte de eletricidade. A liberalização do sector elétrico começou a ganhar mais contornos, com o pacote legislativo de 1995 e a aplicação dos princípios da Diretiva 96/92/CE, de 19 de Dezembro, que estabeleceu as regras comuns com vista à criação do Mercado Interno de Eletricidade. Mais tarde, a 14 de Novembro de 2001, foi assinado um protocolo entre o Governo Espanhol e Português para a criação do Mercado Ibérico de Eletricidade. No entanto, o arranque efetivo do Operador de Mercado comum só ocorreu a 1 de Julho de 2007. Deste protocolo resultaram alterações ao nível da legislação, assim como da regulação do sector elétrico, cuja responsabilidade está a cargo da ERSE [2].

2.3 - Setor Elétrico - Novo Modelo

A reestruturação do sector elétrico resultou em mudanças significativas em relação ao sistema tradicional, nascendo dessa mudança uma nova estrutura desverticalizada, com a participação de novos agentes. Este processo de desverticalização, *unbundling*, trouxe benefícios para o sector, visto que resultou na criação de novas empresas resultando daí um aumento da competitividade em alguns segmentos. Este novo ambiente de competição é vantajoso para o consumidor, porque assim todos os agentes envolvidos se esforçam para desenvolver os seus serviços e proporcionar ao consumidor final as melhores condições por forma a satisfazer as suas necessidades [2].

A Figura 2.3 apresenta, de forma esquemática, a estrutura do modelo desagregado do sector elétrico, resultante da reestruturação do sector elétrico.

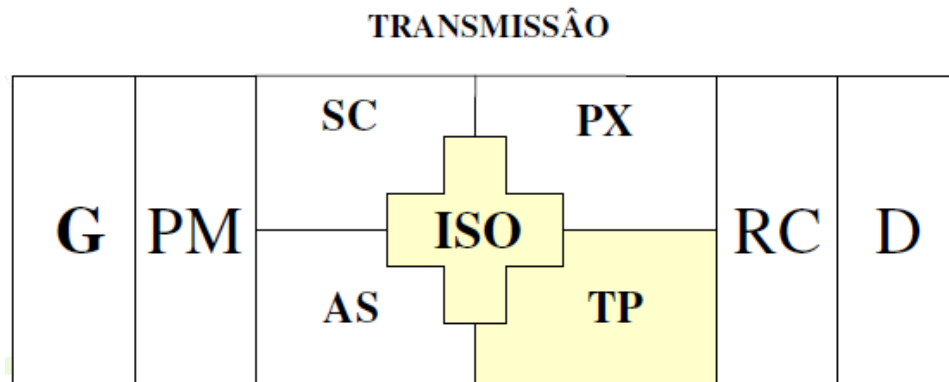


Figura 2.3 - Novo modelo desagregado do setor elétrico [1].

Nesta Figura pode-se verificar a existência de atividades fortemente competitivas nas extremidades, nomeadamente, a produção (G), comercialização (RC) e intermediação financeira (PM). Pode-se ainda verificar a existência de uma atividade de rede de distribuição (D) que é exercida em regime de monopólio regulado. Na zona central deste esquema, estão incluídas as atividades de contratos bilaterais (SC), mercados centralizados (PX), Operador de sistema (ISO), serviços auxiliares ou serviços de sistema (AS) e rede de transporte (TP).

Os contratos bilaterais supõem o relacionamento direto entre as entidades produtoras, por um lado, e comercializadores ou clientes elegíveis, por outro. Estes contratos estabelecem acordos em que se define o preço e a quantidade de energia a produzir ou fornecer.

Os mercados centralizados recebem as propostas de compra e venda de energia elétrica, tipicamente para cada hora ou meia hora do dia seguinte (*Day-Ahead Markets*). Estas propostas incluem os valores de potência disponíveis e o preço mínimo a receber, quando se trata de propostas de venda e incluem os valores de potência e o preço máximo a pagar, quando se trata de propostas de compra. Nestes mercados existem operadores que têm como função ordenar as propostas de compra e venda, de modo a proceder ao encontro dessas mesmas propostas. Para determinar esse ponto de encontro, o Operador de Mercado corre um despacho puramente económico para cada intervalo do dia seguinte.

O Operador de Sistema tem como funções a coordenação técnica da exploração do sistema elétrico. Para isso, este operador necessita de receber a informação dos contratos bilaterais, nomeadamente, em termos dos nós da rede e das potências envolvidas, bem como a informação sobre os despachos económicos realizados pelos Operadores de Mercado. O ISO deverá, então, proceder a diversos estudos de modo a avaliar a viabilidade técnica do conjunto contratos/despachos, tendo especial atenção à ocorrência de congestionamentos. Se o conjunto não originar congestionamentos, a exploração do sistema, nestas condições, é viável do ponto de vista técnico e o operador pode proceder à identificação e contratação

dos níveis necessários de serviços de sistema. Se o conjunto originar congestionamentos, a exploração do sistema não é viável e o Operador de Sistema deverá ter a capacidade de efetuar as alterações necessárias e, através de diversos mecanismos, tentar ultrapassar essa situação.

Os serviços de sistema correspondem a diversos “produtos” que são fundamentais para assegurar o funcionamento do sistema elétrico em condições de segurança e os níveis de serviços de sistema necessários poderão ser contratados no âmbito de mercados específicos, ou podem estar definidos níveis mínimos que é obrigatório respeitar como condição para participar no mercado. O Capítulo 4 deste documento apresenta uma análise mais detalhada acerca desta temática.

A rede de transporte corresponde à entidade que detém os ativos na atividade de transporte de energia elétrica, por exemplo, através de uma concessão por um período de tempo alongado. Esta entidade, à semelhança do que se verifica com a entidade responsável pela rede de distribuição, desempenha as suas funções em regime de monopólio natural. Esta situação é inevitável pois é inviável, do ponto de vista económico e ambiental, a duplicação de redes na mesma área geográfica. Contudo esta atuação tem que ser compensada através de formas regulatórias adequadas e de regulamentação, por exemplo, relativa à qualidade de serviço. Assim, estas atividades são remuneradas através de tarifas de uso de redes e a imposição de níveis mínimos de qualidade de serviço a assegurar pode constituir um elemento indutor para realizar novos investimentos. Nos casos em que o ISO tem também sobre a sua responsabilidade as atividades da rede de transporte, passa a ter a designação de *Transmission System Operator*, TSO.

2.4 - Modelo em *Pool*

A introdução de mecanismos de mercado no setor elétrico iniciou-se com a reformulação do relacionamento entre entidades produtoras, por um lado, e empresas distribuidoras e clientes elegíveis, por outro. Uma das formas de relacionamento entre estas entidades, corresponde aos mercados *spot* centralizados, habitualmente conhecidos como mercados em *Pool*. Estes mercados integram ou administram mecanismos a curto prazo nos quais se pretende equilibrar a produção e o consumo através de propostas comunicadas pelas entidades produtoras, por um lado, e pelos comercializadores e consumidores elegíveis, por outro. Este tipo de mercados funciona, normalmente, no dia anterior àquele em que serão implementados os resultados das propostas de compra e venda que tiverem sido aceites (*Day-Ahead Markets*). Estando este tipo de mercado associado a um horizonte temporal de curto prazo, verifica-se que o pretendido corresponde à otimização da exploração a curto prazo, pelo que, as propostas de venda de energia tendem a ser estruturadas de modo a refletir os

custos marginais de curto prazo, pois as decisões de investimento já foram tomadas tendo em conta variáveis relativas a problemas que abrangem um horizonte temporal mais alargado.

2.4.1 - Modelos Simétricos

As versões mais frequentes dos mercados de energia elétrica correspondem a mecanismos simétricos. Nestes mecanismos há a possibilidade de transmitir ofertas de compra e de venda. As ofertas de compra deverão indicar o nó de absorção, a potência pretendida em cada período e o preço máximo que estão dispostas a pagar. Quanto às propostas de venda, deverão indicar o nó de injeção, a potência disponível em cada período e o preço mínimo a que pretendem ser remuneradas.

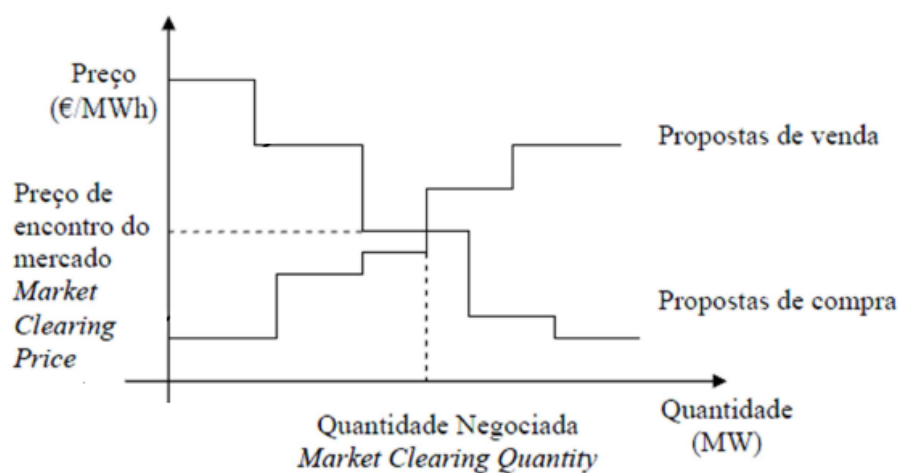


Figura 2.4 - Funcionamento de um *Pool* simétrico [1].

Cabe ao Operador de Mercado organizar estas mesmas propostas, construindo as curvas de compra e de venda. Tal como se pode verificar pela Figura 2.4, as primeiras são ordenadas por ordem decrescente dos preços enquanto as segundas são ordenadas por ordem crescente dos respectivos preços. O ponto de interseção destas duas curvas corresponderá ao preço de mercado - *Market Clearing Price* - e à quantidade de energia elétrica negociada - *Market Clearing Quantity*. Assim, todas as ofertas de compra e de venda situadas à direita do ponto de interseção não serão aceites, uma vez que não há ofertas de compra cujo preço supere o das ofertas de venda ainda não despachadas [1]. No final, e se o despacho for tecnicamente viável, os geradores serão pagos e as cargas pagarão o preço de mercado [3]. Isto significa que todos os agentes produtores, à exceção do que detém a última unidade a ser despachada, irão obter uma remuneração atrativa, normalmente superior aos custos médios de produção.

As propostas de venda citadas anteriormente podem ser simples ou complexas. No caso das propostas simples, não há qualquer interação temporal entre propostas transmitidas por

uma mesma entidade, pelo que, a proposta apresentada para um dado intervalo de tempo é independente das que possam ser apresentadas para intervalos de tempo anteriores e posteriores. As propostas complexas estão normalmente associadas à existência de valores mínimos de produção, de taxas de tomada ou diminuição de carga em centrais térmicas ou à existência de diversas centrais hídricas no mesmo curso de água e em que as albufeiras possuem pouca capacidade [2]. No Mercado Ibérico de Eletricidade, as condições de complexidade indicam igualmente a especificação da remuneração mínima que se pretende obter em cada dia.

A possibilidade de transmitir ofertas de compra no mercado em *pool* simétrico traduz o facto de existirem consumos que são sensíveis ao preço da energia elétrica. Os consumos que apresentam este comportamento deverão preparar as suas propostas de compra em função da avaliação que realizam do benefício que decorre da utilização dessa mesma energia elétrica. Portanto, até um determinado nível de preços, os consumidores consideram que o benefício decorrente da utilização dessa energia é superior aos encargos respetivos. A partir de determinado nível de preço, os consumidores consideram não existir benefício pelo que a utilização dessa energia passa a não ser economicamente viável [1]. Assim sendo, o objetivo deste mercado consiste na maximização deste mesmo benefício, também denominado de função de benefício social (*Social welfare Function*). A formulação matemática do mercado em *pool* simétrico, tendo em conta que as propostas apresentadas são simples, é dada por (2.1) a (2.4).

$$\text{Máx } Z = \sum_{i=1}^{N_c} C_{C_i}^{of} \times P_{C_i} - \sum_{j=1}^{N_g} C_{G_j}^{of} \times P_{G_j} \quad (2.1)$$

$$\text{suj: } \sum_{i=1}^{N_c} P_{C_i} = \sum_{j=1}^{N_g} P_{G_j} \quad (2.2)$$

$$0 \leq P_{C_i} \leq P_{C_i}^{of} \quad (2.3)$$

$$0 \leq P_{G_j} \leq P_{G_j}^{of} \quad (2.4)$$

Nesta Formulação:

- N_c é o número de propostas de compra;
- N_g é o número de propostas de venda;
- $C_{C_i}^{of}$ é o preço que a carga i está disposta a pagar pelo consumo de energia;
- $C_{G_j}^{of}$ é o preço que a produção j pretende receber por unidade de energia fornecida;
- P_{C_i} é a potência despachada relativa à carga i ;
- P_{G_j} é a potência despachada relativa à produção j .

2.4.2 - Mercado Ideal

A eficiência dos mercados em *pool* simétrico é tanto maior quanto maior for o número de agentes a atuarem nos segmentos de compra e venda e quanto menor concertação existir na preparação das respetivas propostas. Estas duas imposições são importantes pois, caso contrário, poderão correr situações de domínio sobre o mercado. Assim, se cada agente possuir uma pequena capacidade de produção ou assegurar uma pequena parcela de carga em relação ao valor total a negociar, as curvas de oferta e de procura não apresentarão descontinuidades assinaláveis e não ocorrerão modificações bruscas tão acentuadas no preço de encontro do mercado.

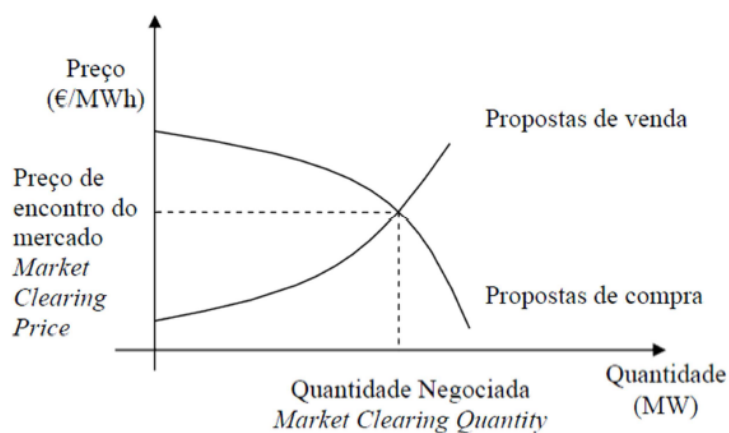


Figura 2.5 - Funcionamento de um *Pool* simétrico ideal [1].

2.4.3 - Modelos Assimétricos

Os mercados em *pool* assimétricos diferenciam-se dos simétricos, uma vez que permitem apenas a apresentação de propostas de venda de energia elétrica. Estes modelos admitem, de forma implícita, que a carga é inelástica, isto é, que está apta a pagar qualquer preço para que seja alimentada.

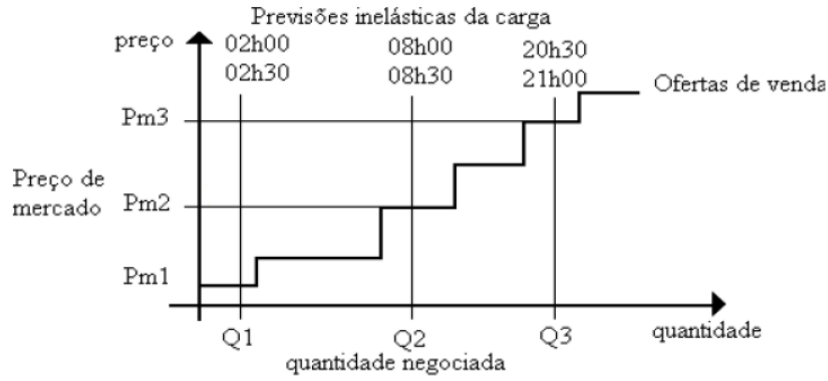


Figura 2.6 - Funcionamento de um *Pool* assimétrico [1].

A Figura 2.6 ilustra a volatilidade dos preços resultantes deste modelo do mercado. Verifica-se que os preços de encontro são fortemente influenciados pelos preços de venda oferecidos, pelos níveis de procura e ainda pela ocorrência de saídas de serviços.

A formulação matemática do mercado pool assimétrico, considerando propostas simples, é dada por (2.5) a (2.7).

$$\max Z = - \sum_{j=1}^{N_g} C_{G_j}^{of} \times P_{G_j} \Leftrightarrow F.O = \min Z = \sum_{j=1}^{N_g} C_{G_j}^{of} \times P_{G_j} \quad (2.5)$$

$$suj \sum_{i=1}^{N_c} P_{C_i}^{spec} = \sum_{j=1}^{N_g} P_{G_j} \quad (2.6)$$

$$0 \leq P_{G_j} \leq P_{G_j}^{of} \quad (2.7)$$

2.4.4 - Modelos Obrigatórios e Voluntários

O modelo em *pool* engloba ainda outro tipo de caracterização, podendo ser classificados como obrigatórios ou voluntários. O carácter obrigatório obriga todos os agentes a apresentar ofertas de compra/venda ao *pool*, o que o torna numa superentidade que atua como intermediário financeiro entre a totalidade da produção e do consumo. No *pool* voluntário os agentes podem apresentar as suas propostas ao *pool*, mas agora têm a possibilidade de efetuar negociações diretas entre produtor e consumidor, através de mecanismos denominados contratos bilaterais [4].

2.4.5 - Contratos Bilaterais

O modelo em Pool, admitindo o modelo simétrico, permite obter um despacho de acordo com a apresentação de propostas de compra e venda a um mercado centralizado. Mas, numa situação destas, os compradores não têm a possibilidade de identificar as entidades produtoras e, de forma análoga, os produtores não sabem que consumidores estão a alimentar [3].

Os contratos bilaterais são uma forma alternativa de relacionamento entre os produtores e os consumidores, que têm como objetivo diminuir o risco inerente ao funcionamento dos mercados de curto prazo e conferir às entidades consumidoras uma capacidade real de eleger o fornecedor com o qual se pretendem relacionar [2]. Existem diferentes tipos de contratos bilaterais, nomeadamente, os contratos bilaterais físicos e os contratos do tipo financeiro que incluem os contratos às diferenças, futuros e opções.

2.4.5.1- Contratos Bilaterais Físicos

Os contratos bilaterais físicos correspondem a uma primeira possibilidade de se estabelecer um relacionamento direto entre entidades produtoras e consumidoras. Estes contratos englobam usualmente prazos iguais ou superiores a 1 ano, e integram diversas disposições relativas ao preço do serviço a fornecer e às condições de fornecimento relativas, por exemplo, à qualidade de serviço, à modulação da potência ao longo do período de contrato e à indicação dos nós em que será realizada a injeção e absorção de potência. Um aspeto que se deve salientar neste tipo de contratos está relacionado com o facto de as condições contratuais estabelecidas entre as entidades intervenientes, dizerem respeito apenas ao relacionamento entre ambas. Nesta situação, o Operador de Sistema apenas deverá assegurar a viabilidade técnica do conjunto de contratos efetivados em simultâneo nas redes elétricas, não tendo necessidade de conhecer o preço da energia acordado no contrato [1].

2.4.5.2- Contratos de Tipo Financeiro- Às Diferenças, Futuros e Opções

Para além dos contratos bilaterais físicos, a reestruturação do sector elétrico tem implicado a adoção de mecanismos de índole puramente financeira, como forma de lidar com o risco mais acentuado decorrente do funcionamento de mercados a curto prazo. Estes mecanismos de índole financeira correspondem, assim, a formas de *hedging*, através das quais as entidades contratantes se pretendem precaver relativamente ao risco, nomeadamente, aos comportamentos menos favoráveis dos preços obtidos nos mercados a curto prazo. Os contratos às diferenças aparecem, então, como uma forma de lidar com a volatilidade do mercado, em termos de preços, sendo por isso um mecanismo estabilizador das remunerações a pagar pelas entidades consumidoras e a receber pelas entidades produtoras [1].

Nos contratos às diferenças, também conhecidos como *Contracts for Differencies*, CFD, estabelece-se um preço alvo, *Target Price*, entre as duas entidades envolvidas, e consoante o funcionamento e variação do preço de mercado, e de forma a estabilizar os fluxos financeiros, estabelece-se o seguinte acordo:

- Nos intervalos de tempo em que o preço-alvo for superior ao preço de mercado, a entidade consumidora paga à entidade produtora a diferença entre o preço-alvo e o preço de mercado;
- Nos intervalos de tempo em que o preço de mercado for superior ao preço-alvo, a entidade produtora paga à entidade consumidora a diferença entre o preço de mercado e o preço-alvo.

Este acordo pode ser visualizado através da representação gráfica apresentada na Figura 2.7.

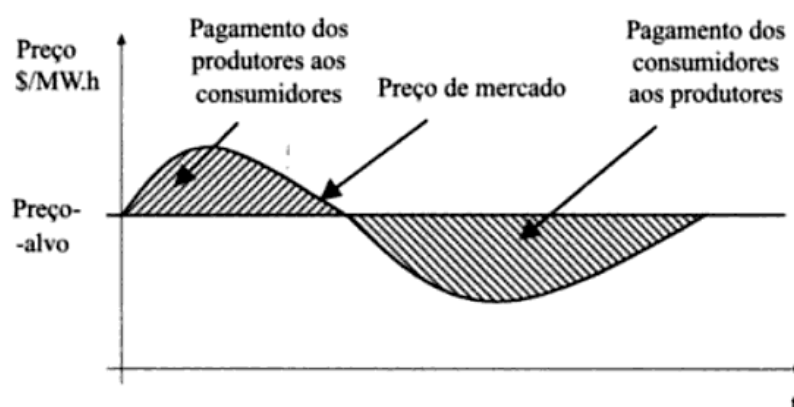


Figura 2.7 - Funcionamento de um *Pool* assimétrico [1].

Nos contratos de Futuros as entidades contratantes reservam a utilização de um determinado recurso, neste caso energia elétrica, a um determinado preço e por um determinado horizonte temporal. Estes contratos poderão apresentar um risco elevado dado que, ao fim do prazo estabelecido, implicam a utilização efetiva do recurso. Ora, isto pode levar a perdas financeiras significativas se o preço de mercado a curto prazo vier a evoluir para valores inferiores ao estabelecido no contrato [5].

Nos contratos de Opções é permitido que as entidades contratantes possam utilizar ou não o recurso, pelo que se revelam como um mecanismo transitório que é desativado se, entretanto, for identificada uma possibilidade mais atraente de investimento. Assim, estes contratos apresentam um risco menos elevado quando comparados com os de futuros [5].

2.4.6 - Modelos Mistos

Salvo raras exceções, a generalidade dos países onde ocorreu ou onde está em curso, a reestruturação do setor elétrico, tem optado por estruturas mistas. Nestas funcionam, em simultâneo, um mercado centralizado tipo *pool* e existe a possibilidade de estabelecer contratos bilaterais físicos. O funcionamento destes modelos encontra-se ilustrado na Figura 2.8.

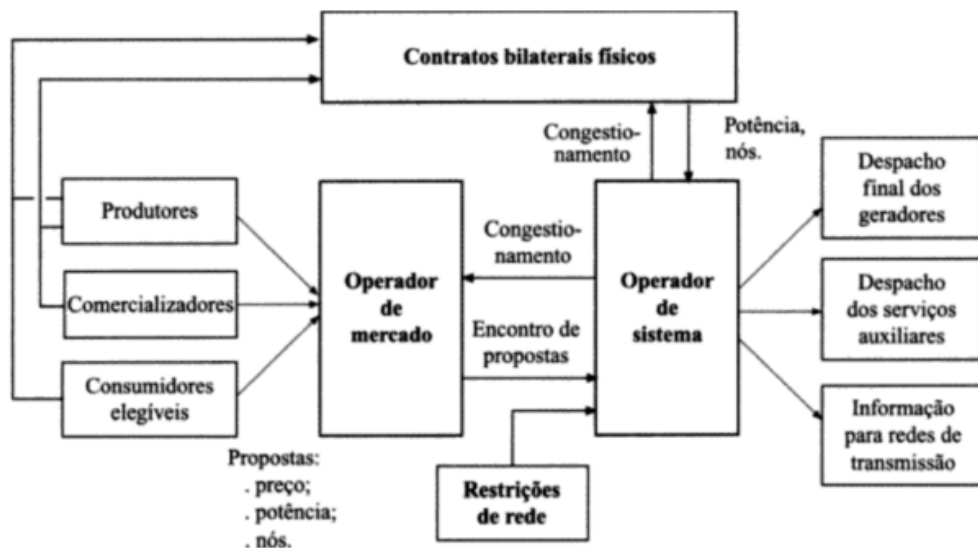


Figura 2.8 - Modelo misto de exploração do setor elétrico [1].

Os produtores, comercializadores e consumidores elegíveis apresentam as suas ofertas de venda e compra de energia elétrica, respetivamente, ao Operador de Mercado. Esta entidade organiza as ofertas de venda por ordem crescente de preço e as ofertas de compra por ordem decrescente de preço, criando as curvas agregadas de oferta de compra e venda de energia elétrica. A interceção das mesmas define o preço/quantidade de mercado que é transacionada. Esta informação, que incluiu a potência e nós de injeção, é enviada ao Operador de Sistema que a adiciona aos contratos bilaterais e verifica se o despacho final, que incluiu o mercado *Pool* e os contratos bilaterais, é viável do ponto de vista técnico. Se todas as restrições forem cumpridas, o Operador do Sistema envia a informação final do despacho aos produtores, contratando também os serviços de sistema necessários, enviando ainda a informação dos trânsitos de potência previstos para a rede de transmissão. Caso existam situações de congestionamento, o Operador de Sistema retorna essa informação aos intervenientes, podendo ativar mercados de ajustes recebendo propostas de incrementos/decrementos de potência tendo em vista ultrapassar as situações de inviabilidade detetada, ou ativando um mecanismo como o *Market Splitting* [5]. Este mecanismo será mencionado, com maior detalhe, no Capítulo 3 deste documento.

Capítulo 3

Mercado Ibérico de Eletricidade

3.1 - Caracterização do Setor Elétrico Português

3.1.1 - Resenha Histórica

Em Portugal, só nos finais do século XIX se fizeram sentir as vantagens decorrentes da utilização da eletricidade. Rezam as crónicas que a primeira experiência realizada em Portugal correspondeu à instalação de seis candeeiros de arco voltaico importados diretamente de Paris pela Família Real, em 1878. Estes foram, inicialmente, instalados na esplanada da Cidadela em Cascais para a comemoração do rei D. Carlos e, depois, no Chiado, em Lisboa [6]. Depois de Lisboa, outros municípios decidiram instalar a iluminação elétrica, funcionando no início, na maioria dos casos, em situações de manifesta precariedade e com frequentes e prolongadas interrupções de fornecimento. As primeiras centrais produtoras de energia elétrica foram implantadas nos grandes centros urbanos, dado que era aqui que se verificavam as condições mais favoráveis para o seu aparecimento. Na maioria dos casos, eram centrais térmicas de pequena potência instalada [7].

No primeiro quartel do século XX, foram-se multiplicando por todo o País as instalações elétricas, ainda sem qualquer política de interligação. Do ponto de vista legislativo, surgiram os primeiros regulamentos administrativos, todos no domínio da segurança das instalações [7].

3.1.2 - Enquadramento Legal do Setor Elétrico Português

Com a publicação da Lei n.º 2002, de 26 de Dezembro de 1944, o Estado chama definitivamente a si a definição da política de eletrificação nacional, passando a dirigir, orientar e intervir no sector. O sector elétrico passou definitivamente a assentar em concessões do Estado aos municípios, exploradas por sociedades privadas concessionárias, em regra participadas pelo Estado. Em 1975, após o 25 de Abril, e à semelhança do que aconteceu nos outros sectores da atividade económica, assistiu-se à nacionalização do sector

elétrico e, em consequência disso, à criação de empresas públicas às quais são conferidas, em exclusivo, em regime de serviço público, por tempo indeterminado, o exercício das atividades de produção, transporte e distribuição de energia elétrica: EDP, no Continente; EDA nos Açores; EEM na Madeira [7].

Com o pacote legislativo de 1995 e a aplicação dos princípios da Diretiva 96/92/CE, de 19 de Dezembro, que estabeleceu as regras comuns com vista à criação do Mercado Interno de Eletricidade, dá-se início à liberalização do sector, marcado pela reprivatização da EDP, com a criação de uma empresa *holding* e pela afirmação do princípio de liberdade de acesso às atividades de produção e distribuição de energia elétrica, através da definição de um Sistema Elétrico Nacional baseado na coexistência de um Sistema Elétrico de Serviço Público (SEP) - Sistema Regulado e de um Sistema Elétrico Independente ou não Vinculado (SENV) - Mercado Liberalizado. Simultaneamente, consagra-se a regulação do sector elétrico através da criação de uma entidade administrativa independente, a ERSE [7]. Até esta altura, o negócio da eletricidade em Portugal era caracterizado por ter um operador único, que produzia e vendia energia elétrica no mercado regulado existente, a uma tarifa determinada pela ERSE. A tarifa remunerava as diferentes atividades da cadeia de valor, da produção de eletricidade ao consumidor final, bem como continha os acertos dos desvios previsionais de anos anteriores e os custos de interesse económico geral (medidas de eficiência energética e energias renováveis) [8].

A publicação dos Decretos-Lei n.º 184/2003 e 185/2003, ambos de 20 de Agosto, representa o início do processo de liberalização global do sector elétrico. Esta liberalização tem os seus princípios expressos na Diretiva 2003/54/CE, de 26 de Junho, e inspira a criação do Mercado Ibérico de Eletricidade (MIBEL), expresso nos acordos celebrados entre Portugal e Espanha. O enquadramento do funcionamento do sector elétrico no âmbito dos princípios de abertura e concorrência estabelecidos na Diretiva 2003/54/CE, de 26 de Junho, passou a estar consagrado no Decreto-lei n.º 29/2006 de 15 de Fevereiro e consequente regulamentação. Este diploma estabelece os princípios gerais relativos à organização e funcionamento do sistema elétrico nacional, bem como ao exercício das atividades de produção, transporte, distribuição e comercialização de eletricidade e à organização dos mercados de eletricidade, transpondo para a ordem jurídica interna os princípios da Diretiva n.º 2003/54/CE, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 26 de Junho, que estabelece regras comuns para o mercado interno da eletricidade, e revoga a Diretiva n.º 96/92/CE, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 19 de Dezembro [7].

3.1.3 - Organização do Setor Elétrico Português

Tal como referido anteriormente, a primeira grande reestruturação do setor elétrico Português, ocorreu em 1995 e baseou-se no pacote legislativo desse mesmo ano. Esta reestruturação assentava na coexistência de um Mercado Liberalizado, ML, com um Mercado Regulado, MR. Assim, os agentes económicos tinham a opção de estabelecer relações contratuais com o Comercializador Regulado, ao abrigo das condições aprovadas pela ERSE, ou negociar outras condições com os Comercializadores em ML [7]. O Mercado Regulado estava associado ao Sistema Elétrico de Serviço Público ou Vinculado, SEP, e o Mercado Liberalizado ao Sistema Elétrico Independente, SEI. O primeiro era regulado pela ERSE e integrava os produtores vinculados, a entidade concessionária da Rede Nacional de Transporte (RNT), nomeadamente a REN e os distribuidores vinculados. O segundo englobava o Sistema Elétrico Não Vinculado, SENV, e os produtores em Regime Especial, PRE.

A Figura 3.1 ilustra a organização do setor elétrico nacional no ano de 1995.

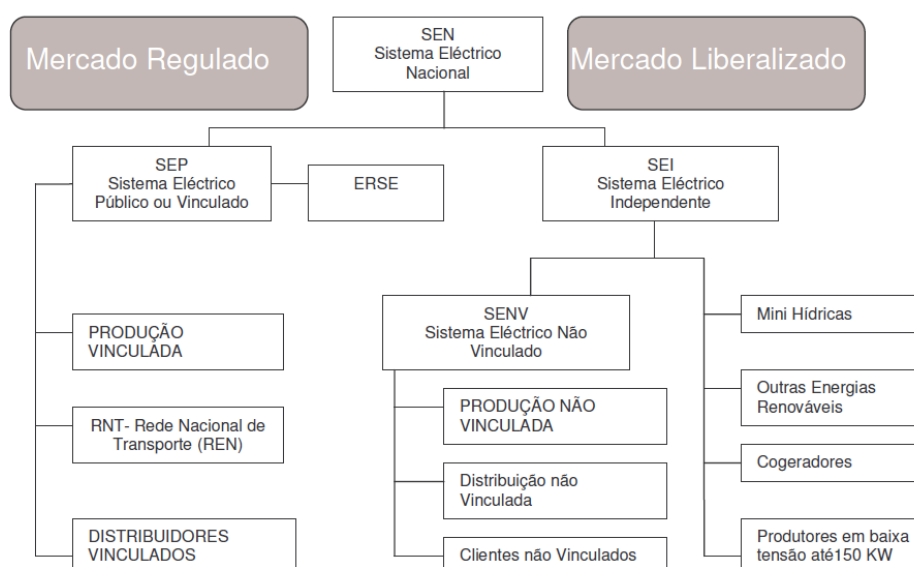


Figura 3.1 - Organização do Sistema Elétrico em 1995 [7].

O pacote legislativo de 1995 pretendia dar início a um processo de privatização das diversas empresas participadas pela *holding* então criada. Na verdade, o processo de privatização foi iniciado com a particularidade de a privatização ter incidido sobre a própria *holding*. No ano 2000, culminando diversas fases deste processo de privatização, a maioria do capital social da EDP, SA tornou-se privada. Por forma a anteceder esta nova fase de privatização, em Junho de 2000 o Governo entendeu autonomizar a atividade de transporte criando a empresa REN, SA, à qual está concessionada a Rede Nacional de Transporte de Energia Elétrica. Por forma a reforçar as condições de isenção e transparência de atuação do operador de sistema, 70% do capital da REN, SA foi adquirido pelo Estado português [1].

Mais recentemente, a Resolução do Conselho de Ministros n.º 169/2005 aprovou a estratégia nacional para a energia, onde estabeleceu o aprofundamento da liberalização iniciada em 1995 e a promoção da concorrência nos mercados energéticos. O Decreto-Lei n.º 29/2006 (DL 29/2006) concretizou aquela estratégia estabelecendo as novas bases em que assenta a organização do SEN. Nesta legislação e na legislação posterior, designadamente, o Decreto-Lei n.º 172/2006 e o Decreto-Lei n.º 264/2007, foram estabelecidos os princípios de organização e funcionamento do SEN, bem como as regras gerais aplicáveis ao exercício das atividades de produção, transporte, distribuição e comercialização, e, ainda, a organização dos mercados de eletricidade. Ficaram assim transpostos para legislação a nacional, os princípios da Diretiva n.º 2003/54/CE, do Parlamento Europeu e do Conselho, que tinha por finalidade a criação de um mercado livre e concorrencial na área da energia [9] .

Assim, em contraposição com o regime aprovado em 1995, o novo quadro estabelece um Sistema Elétrico Nacional integrado, em que as atividades de produção e comercialização são exercidas em regime de livre concorrência, mediante a atribuição de licença, e as atividades de transporte e distribuição são exercidas mediante a atribuição de concessões de serviço público [9].

A Figura 3.2 ilustra a organização atual do setor elétrico português.

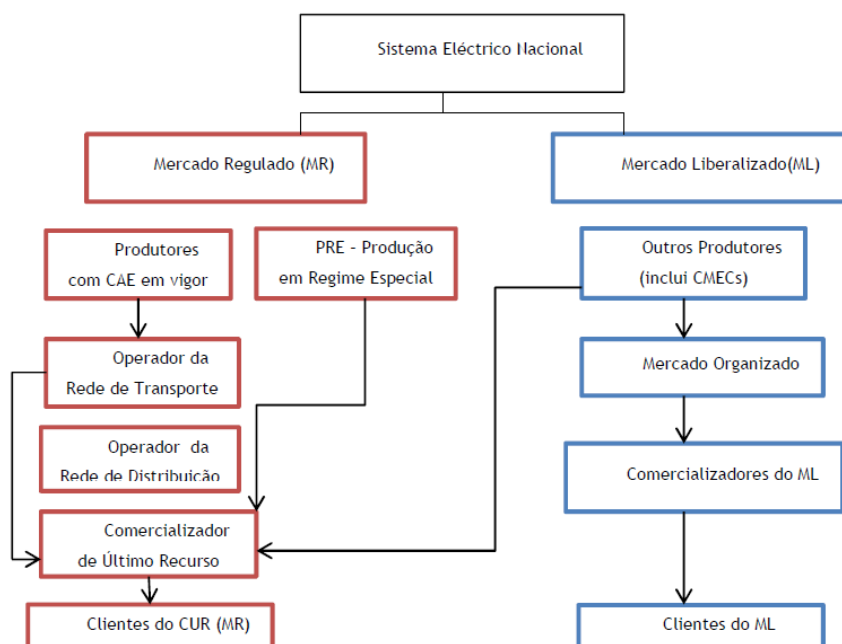


Figura 3.2 - Organização atual do Setor Elétrico Português [10].

De acordo com a organização atual do setor elétrico, a produção de eletricidade divide-se em dois regimes, nomeadamente, Produção em Regime Ordinário, PRO e Produção em Regime Especial, PRE. A primeira diz respeito à produção de eletricidade com base em fontes

tradicionais não renováveis e em grandes centros eletroprodutores hídricos, enquanto a segunda diz respeito à produção de eletricidade a partir fontes de energia renováveis e à cogeração. O acesso a esta atividade é livre, cabendo aos interessados a respetiva iniciativa. Deste modo, abandona-se a lógica de planeamento centralizado dos centros eletroprodutores, assente numa otimização baseada nos custos variáveis de produção de cada centro e introduz-se uma otimização que resultará de uma lógica de mercado [9]. Antes da liberalização do mercado, a maioria da produção de energia elétrica em Portugal estava assente na existência de contratos de aquisição de longo prazo, CAE, estabelecidos entre cada centro eletroprodutor e um comprador único que assegurava o aprovisionamento de energia para fornecimento à generalidade dos consumidores finais. A introdução da liberalização, quer ao nível da escolha de fornecedor, quer por via da abertura da atividade de produção à concorrência, veio ditar a reformulação do modelo organizativo do setor elétrico Português, procurando que o mesmo se aproximasse de um referencial de mercado. Esta aproximação a um referencial de mercado passa pela introdução das centrais eléctricas portuguesas, incluindo as que detinham CAE, nos mecanismos de oferta em mercados organizados. Neste sentido, foi criado um mecanismo que, tendo presente o respeito por condições contratualmente estabelecidas e que não poderiam ser ignoradas, permitem efetuar a cessação dos CAE mantendo o equilíbrio contratual subjacente a estes contratos. Este mecanismo de manutenção do equilíbrio contratual, CMEC, permitiu a cessação voluntária de parte dos CAE existentes e a sua mecânica permite a participação das centrais anteriormente detentoras de CAE no mercado a prazo, mercado *spot* e mercado bilateral, bem com nos mercados de alguns serviços de sistema. Dessa participação em mercado é gerada uma receita correspondente, que pode estar acima ou abaixo da receita que seria obtida pela aplicação dos CAE. Os CMEC ajustam os diferenciais de receita que se venham a apurar, central a central, nos seguintes termos simplificados:

- Receita obtida em mercado inferior à que seria obtida através do CAE: Se a receita da central com a participação em mercado for inferior à que obteria pela aplicação do CAE respectivo, a revisibilidade actua no sentido de cobrir a diferença entre o valor obtido em mercado e o que seria decorrente da aplicação do modelo de contrato de longo prazo. Este valor é um encargo do sistema, sendo perequado por todos os consumidores de energia, através da Tarifa de Uso Global do Sistema.
- Receita obtida em mercado superior à que seria obtida através do CAE: Se a receita da central com a participação em mercado for superior à que obteria pela aplicação do CAE respectivo, a revisibilidade actua no sentido de retirar a diferença entre o valor obtido em mercado e o que seria decorrente da aplicação do modelo de contrato de longo prazo, aplicando-o como um valor a

deduzir aos encargos do sistema eléctrico, através da Tarifa de Uso Global do sistema.

No caso da participação em mercado spot, uma vez que a regra de formação de preço é de um preço marginal único para o conjunto do sistema, a revisibilidade no mecanismo dos CMEC actua sempre que o preço implícito em cada CAE cessado seja inferior ou superior ao preço marginal de mercado. Convirá referir que as centrais que optaram por não cessar o CAE respectivo continuam a ser remuneradas através das regras do contrato, ainda que a sua participação em mercado tenha sido assegurada através da criação de uma entidade independente dos seus detentores para a respectiva gestão, REN Trading [11].

A atividade de transporte de eletricidade corresponde à rede de muito alta tensão, MAT e de alta tensão, AT e é exercida mediante a exploração da Rede Nacional de Transporte, RNT, a que corresponde uma única concessão exercida em exclusivo e em regime de serviço público. A exploração da RNT integra a função do Operador de Sistema, nomeadamente, de gestão técnica global do sistema, assegurando a coordenação sistémica das instalações de produção e de distribuição, tendo em vista a continuidade e a segurança do abastecimento e o funcionamento integrado e eficiente do sistema. A concessionária da rede nacional de transporte pode ainda relacionar-se comercialmente com os utilizadores das respetivas redes, tendo o direito de receber pela sua utilização e pela prestação dos serviços mencionados anteriormente, através de tarifas reguladas pela ERSE. Atualmente, em Portugal a concessão da RNT está a cargo da REN [9].

A concessão da atividade de distribuição de eletricidade, em Portugal, está atribuída à EDP Distribuição. Esta atividade incluiu as redes de alta e média tensão e ainda as redes de distribuição de baixa tensão. As principais competências associadas a esta atividade consistem em assegurar a exploração e a manutenção da rede de distribuição em condições de segurança, com fiabilidade e qualidade de serviço adequadas, bem como gerir os fluxos de eletricidade na rede, assegurando a sua interoperacionalidade com as redes a que esteja ligada e com as instalações dos clientes. Tal como a REN, a EDP Distribuição também se relaciona comercialmente com os utilizadores das respetivas redes, através de tarifas reguladas pela entidade reguladora, ERSE. A EDP Distribuição não pode, no entanto, adquirir eletricidade para comercialização [2].

A atividade de comercialização de eletricidade é livre, ficando, contudo, sujeita à atribuição de licença onde se discriminam os direitos e os deveres de modo a tornar esta atividade o mais transparente possível. Os comercializadores têm liberdade para comprar e vender energia tendo que, para o efeito, pagar tarifas reguladas de modo a poderem ter o direito de acesso às redes de transporte e distribuição. Em Portugal os consumidores podem, nas condições do mercado, escolher livremente o seu comercializador sem qualquer custo

adicional. Este pode ser de último recurso, CUR caso opere no mercado regulado, ou livre caso atue no mercado liberalizado [12]. O CUR tem como objetivo assegurar o fornecimento de eletricidade a todos os consumidores, estando sujeito a um regime de tarifas e preços regulados. O CUR deve, ainda, adquirir obrigatoriamente toda a eletricidade produzida pela PRE e pode também adquirir eletricidade, em mercados organizados como o MIBEL, para abastecer os seus clientes [2]. Atualmente, o papel de comercializador de último recurso é desempenhado por uma empresa do grupo EDP, nomeadamente, a EDP Serviço Universal enquanto o papel de comercializador livre está a cargo de diversas empresas como a EDP Comercial, a Iberdrola Generación, a Endesa, entre outras [13].

3.2 - Caraterização do Setor Elétrico Espanhol

3.2.1 - Resenha Histórica

A primeira referência de uma aplicação prática de eletricidade em Espanha data de 1852, em Barcelona, quando o farmacêutico Domenech foi capaz de iluminar a sua farmácia usando uma invenção feita por ele. Nesse mesmo ano, em Madrid, foram ainda efetuados testes de iluminação com recurso a uma célula galvânica. A partir de 1876 tem início a eletrificação industrial em Espanha, sendo a empresa *La Maquinista Terrestre y Marítima* a primeira a subscrever um contrato de fornecimento de eletricidade. Muitas outras empresas seguiram este exemplo, pelo que deu-se a criação da *Sociedad Española de Eletricidad*. Esta sociedade, criada por José Dalmau e seu filho, ficou na história como a primeira empresa elétrica Espanhola [14].

Em 1901, foi publicada a primeira estatística oficial relativa ao setor elétrico em Espanha. Segundo esta estatística, em 1901, existiam em Espanha 859 centrais elétricas. Estas centrais tinham, na sua totalidade, uma potência de 127.940 HP e, dessa potência, 61 % eram de origem térmica enquanto os restantes 39% utilizavam a energia hidráulica como força motriz [14].

Até inícios da década de 70, o setor elétrico Espanhol estava estável e os aumentos anuais de carga eram bastante elevados. Contudo, com as crises petrolíferas de 1973 e 1979, o preço do petróleo aumentou de forma muito acentuada. Ora, como a maioria das centrais em Espanha utilizava derivados do petróleo como combustível, foi necessário adotar medidas de modo a reduzir a dependência do petróleo [14].

No final da década de 70 e início da década de 80, era patente uma grave crise financeira na indústria elétrica espanhola, fruto da crise petrolífera de 1973 e 1979 e de um sobreinvestimento fundado em estimativas demasiado otimistas acerca do crescimento da procura que resultou em elevadas dívidas ao exterior. Para impedir a falência das empresas do setor, o estado interveio, decidindo consolidar as empresas municipais em dez empresas

regionais verticalmente integradas e tornar a Endesa como uma empresa de produção pura [2].

3.2.2 - Enquadramento Legal do Setor Elétrico Espanhol

Tal como referido anteriormente, as crises petrolíferas da década de 70 levaram à necessidade de adotar medidas de modo a reduzir a dependência do petróleo. Assim, em 1980, foi promulgada a *Ley de Conservación de La Energía*, que tinha como objetivo diminuir a dependência do petróleo e promover a utilização de fontes de energia renováveis. Mais tarde, o Real Decreto de 1538/1987 de 11 de Dezembro de 1987 permitiu consolidar o novo sistema conhecido como *Marco Legal y Estable*, MLE, permitindo, assim, diminuir o desequilíbrio financeiro resultante da grave crise económica vivida nessa década. Este sistema caracterizou-se pela aplicação de uma tarifa nacional uniforme, diferenciada por volume e tipo de utilização e por um planeamento centralizado dos investimentos a realizar a longo prazo [15].

Em Espanha, o começo da transição para um regime liberalizado ficou marcado pela primeira reforma legislativa de Dezembro de 1994, com a *Ley Orgánica del Sector Eléctrico Nacional*, LOSEN. No entanto, esta lei era algo ambígua, porque apontava para a introdução faseada de reformas, com a coexistência de um mercado regulado a operar segundo as regras do *Marco Legal Estable*, MLE, contemplando também um segmento competitivo apoiado num mercado *spot*. Apesar desta disposição nunca ter sido implementada, o espírito de uma reestruturação gradual nela implícito permaneceu na lei atualmente em vigor, adotada em 1997, pelo governo de José Maria Aznar. Da *Ley LOSEN* resultou ainda a criação de uma instituição reguladora independente, a *Comisión Nacional del Sistema Eléctrico*, CNSE, atualmente *Comisión Nacional de Energía*, CNE [15]. Os principais objetivos desta entidade eram assegurar a concorrência efetiva no sistema elétrico Espanhol, assim como garantir a transparência do processo regulatório, assegurando os interesses de todos os agentes que operam na rede e respetivos consumidores [16]. As características principais da reestruturação centravam-se em três vertentes:

- Completa liberalização da entrada na produção;
- Introdução de um mercado *spot* concorrencial para o comércio grossista;
- Progressiva liberalização da comercialização [15].

Com a aprovação da *Ley 54/1997, de 27 de Noviembre, del Sector Eléctrico*, a nova estrutura eliminava a noção tradicional de serviço público, substituindo-a pela garantia de abastecimento. Por outro lado, deixaria de haver dois sistemas distintos para passar a haver um único, sendo, ainda, criadas duas novas entidades definidas no artigo 33 - *Operador del Sistema* e *Operador del Mercado*. Estas duas entidades visavam assegurar a gestão técnica e o funcionamento do mercado, enquanto a regulação e supervisão do setor continuaria a ser

exercida pela CNE [1]. O *Operador del Sistema* foi criado com o objetivo de garantir a continuidade e segurança do abastecimento de energia elétrica e a correta coordenação do sistema de produção e de transporte. Por outro lado, o *Operador del Mercado* corresponde à entidade responsável pela gestão do mercado, assumindo a gestão do sistema de ofertas de compra e de venda de energia nos termos legais [1].

Em Espanha estava previsto a abertura do mercado a todos os consumidores finais em 2007. Contudo, o processo de liberalização processou-se de uma forma mais rápida em relação ao previsto na Diretiva Comunitária 96/92/CE, e a abertura total acabou por ocorrer a 1 de Janeiro de 2003. Para a aceleração do processo foi decisivo o *Real Decreto 2820/1998* [1].

Em Dezembro de 2000, foi publicado um decreto pelo Ministério da Economia clarificando alguns aspetos relativos a diversas atividades. É indicado que as atividades de transporte e de distribuição são exercidas por sociedades cujo objetivo social exclusivo é o transporte e a distribuição de energia elétrica. A atividade de transporte de energia elétrica é exercida pela *Red Electrica de España SA*, REE, à qual estão também atribuídas as funções de Operador de sistema e de gestor da rede de transporte [1]. A REE, fundada em 1985, resultou da aplicação de *La Ley 49/1984*, de 26 de Dezembro e foi a primeira empresa, a nível Mundial, que se dedicou em exclusivo à atividade de transporte de energia elétrica e à operação de sistemas elétricos [17].

Em 2007, com a publicação de *La Ley 17/2007* de 4 de Julho, a legislação anterior foi modificada de forma a adaptar-se à Diretiva Europeia 2005/64/CE que estabeleceu as normas comuns para o mercado interno de eletricidade. Com esta lei foi definitivamente consagrada a existência de um TSO. Nesse sentido, a REE na sua condição de Operador de Sistema, tem que garantir a continuidade e a segurança no abastecimento de energia elétrica, assim como a correta coordenação dos sistemas de produção e de transporte, exercendo as suas funções de uma forma objetiva e transparente [17].

3.2.3 - Organização do Setor Elétrico Espanhol

Até Janeiro de 1995, o sistema elétrico espanhol apresentava uma estrutura em que o Estado espanhol era detentor de uma parte do sistema, sendo a outra propriedade de interesses privados. A atividade de transporte e o despacho encontravam-se integrados na mesma entidade. O despacho era centralizado e considerava os custos históricos de produção, estando sujeito a restrições determinadas por políticas energéticas, como a proteção à produção de carvão em Espanha e o excedente do gás natural adquirido por contratos internacionais. A regulação tarifária era realizada pelo Estado tendo em conta aspetos políticos e sociais. As tarifas eram baseadas em históricos de custos e correspondiam

a uma tarifa única para todo o país, sendo as zonas mais desfavorecidas compensadas desse facto através de subsídios ou benefícios [1].

Tal como referido anteriormente, com a aprovação da *Ley del Sector Eléctrico*, em Novembro de 1997, o processo de reestruturação sofreu uma significativa aceleração e, com a implementação desta lei, a estrutura do setor elétrico foi alterada. Atualmente, o setor elétrico Espanhol está organizado num modelo que compreende a existência de dois sistemas: sistema regulado e sistema liberalizado. No sistema regulado, os consumidores adquirem eletricidade aos distribuidores sob o regime de tarifas reguladas. As empresas de distribuição adquirem eletricidade no mercado grossista, conhecido como *Mercado Atacadista*, sendo posteriormente entregue na rede de distribuição através da rede de transporte. As atividades de transporte e de distribuição encontram-se sob regulação. No sistema liberalizado, os consumidores elegíveis e os comercializadores estabelecem entre si, através de contratos bilaterais, as condições para a transação de eletricidade, ou como alternativa, apresentam as suas propostas ao Operador de Mercado [2]. A Figura 3.3 apresenta a organização atual do setor elétrico espanhol.

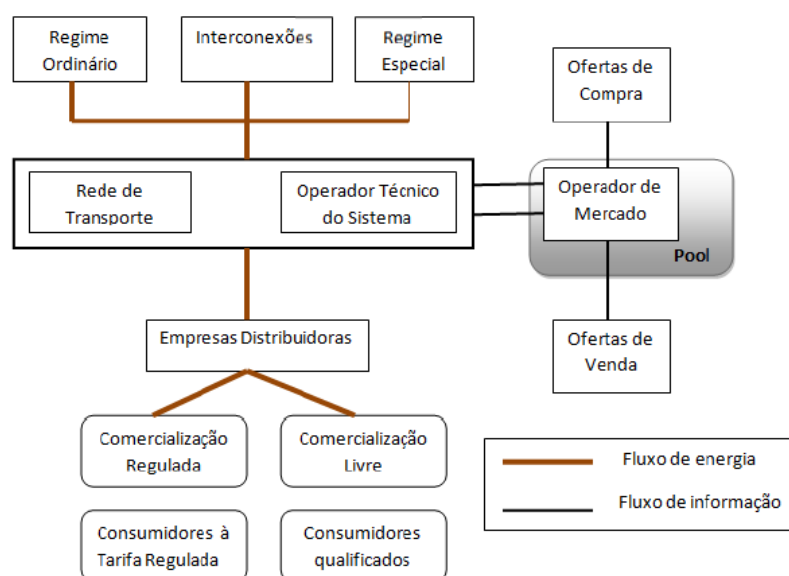


Figura 3.3 - Organização atual do Setor Elétrico Espanhol [4].

O mercado de eletricidade é constituído pelo conjunto de transações devidas à participação dos agentes de mercado nas sessões dos mercados Diário e Intradiário que são efetuadas, em *pool*. No Mercado Diário fazem-se propostas de compra e de venda de energia elétrica, simples ou incorporando condições complexas, por parte das entidades produtoras, consumidores elegíveis, distribuidores, comercializadores e agentes externos. Tendo em conta estas propostas, o Operador de Mercado obtém o respetivo despacho económico, transmitindo-o ao Operador de Sistema que, em conjunto com as informações provenientes

dos contratos bilaterais, realizam diversos estudos de validação técnica destas produções/cargas. Uma vez ultrapassados eventuais problemas de congestionamentos, são definidos os níveis de serviços de sistema e procede-se à sua alocação ou contratação. No próprio dia a que estes valores de produção/carga dizem respeito, são ativadas diversas sessões de Mercado Intradiário para proceder a ajustes, de modo a manter o equilíbrio entre a produção e a carga [1]. Em Espanha, desde 1 de Julho de 2011 que todas as funções de Operador de Mercado desempenhadas pela OMEL passaram a ser exercidas pela OMIE.

As centrais de geração de eletricidade em Espanha operam sob o regime ordinário ou sob o regime especial. Tradicionalmente, grande parte da procura de eletricidade em Espanha é satisfeita pelo regime ordinário. De acordo com este regime, há quatro formas de contratar a venda de eletricidade e de determinar o seu preço:

- Mercado de eletricidade grossista ou *pool*. Esta *pool* foi criada em 1 de Janeiro de 1998 e inclui uma variedade de transações resultantes da participação dos agentes de mercado (entidades produtoras, consumidores elegíveis, distribuidores, comercializadores e agentes externos) nas sessões de mercado diário e intradiário;
- Contratos Bilaterais. Os contratos bilaterais são contratos privados entre agentes do mercado, cujos termos e condições são livremente negociados e acordados.
- Leilões VPP. Os principais participantes no mercado, Endesa e Iberdrola, são obrigados por lei a oferecer opções de compra para uma quantidade pré-estabelecida de energia. Alguns dos restantes participantes podem comprar tais opções durante um certo período de tempo.
- Leilões CESUR. Os distribuidores de último recurso na Península Ibérica podem adquirir eletricidade no mercado à vista ou a prazo para satisfazer a procura. Contudo, a partir de Junho de 2007, estes comercializadores de último recurso estão autorizados a realizar leilões de eletricidade com vista a comprar eletricidade a menor preço [18].

O sistema elétrico está obrigado a adquirir toda a energia produzida pelos produtores em regime especial. Em termos gerais, qualquer central com capacidade instalada igual ou inferior a 50 MW que utilize como fonte de energia primária a cogeração ou qualquer fonte renovável de energia, é considerada elegível para operar sob o regime especial. De acordo com Real Decreto-Lei 661/2007 de 25 de Maio, as centrais sob o regime especial espanhol podem escolher entre uma tarifa fixa ou participar no mercado diário. Se o produtor em regime especial escolhe operar no mercado receberá o preço de mercado e um prémio, que varia consoante a tecnologia utilizada [18].

Em Espanha, as atividades de transporte e de distribuição são reguladas e exercidas por empresas cujo objetivo social exclusivo é o transporte e a distribuição de energia elétrica. Estas empresas são obrigadas a disponibilizar o acesso às redes a todos os consumidores que tenham escolhido ser fornecidos por um comercializador no mercado livre, devendo, para isso, pagar tarifas de acesso às empresas distribuidoras caso tal acesso seja disponibilizado. A rede de transporte de eletricidade compreende as linhas de transmissão, subestações, transformadores e outro equipamento elétrico com Tensão superior a 220KV, bem como outros equipamentos, independentemente do nível de Tensão, que facultem o transporte ou a interconexão, internacional e extra-pensinsular. A REE é a entidade que gere grande parte da rede de transmissão em Espanha. É responsável pela gestão técnica do sistema elétrico Espanhol no que concerne ao desenvolvimento da rede em alta tensão, com vista a assegurar o fornecimento de energia e a coordenação adequada entre o sistema de transmissão e distribuição e a comercialização. Tem ainda a função de gerir os fluxos internacionais de eletricidade. O operador do sistema cumpre as suas obrigações em coordenação com o Operador de Mercado [18].

A atividade de comercialização, em Espanha, é livre. Desde 1 de Janeiro de 2003 que todos os consumidores podem escolher livremente o seu fornecedor de eletricidade. Os comercializadores liberalizados são livres de definir os preços praticados aos seus clientes. Os principais custos diretos da atividade destes operadores são o preço pago pela eletricidade no mercado grossista e a as tarifas de acesso reguladas, a pagar às empresas de transporte e distribuição. Contudo, os produtores de eletricidade e os comercializadores liberalizados ou clientes elegíveis podem celebrar contratos bilaterais sem que, assim, participarem no mercado grossista. Os comercializadores de último recurso, indicados pelo Governo espanhol, fornecem eletricidade aos clientes regulados (clientes de baixa tensão, com potência contratada inferior a 10KV). Com o aparecimento destes comercializadores, em 1 Julho de 2009, os distribuidores ficaram impedidos de fornecer eletricidade aos consumidores e ficou completa a separação entre as atividades de distribuição e de comercialização [18].

3.3 - Mercado Ibérico de Eletricidade - MIBEL

3.3.1 - Aspetos Gerais

A crescente internacionalização dos mercados e o aumento da competitividade da economia Europeia, tornou cada vez mais necessário a criação de mercados regionais de eletricidade. Nesse sentido, e com o objetivo de criação de um mercado interno de energia a nível Europeu, o MIBEL correspondeu a mais um importante passo para a concretização desse mesmo objetivo [2].

Tal como referido anteriormente, em 19 de Dezembro de 1996, a Comissão Europeia publicou a diretiva 96/92/CE. Esta foi a primeira Diretiva a apontar no sentido da criação de um mercado interno de eletricidade, estabelecendo normas relativas à organização e funcionamento do setor da eletricidade e do acesso ao mercado, bem como critérios e mecanismos aplicáveis aos concursos, à concessão de autorizações e à exploração das redes. Foi neste contexto que, em 1998, as administrações Portuguesa e Espanhola iniciaram conversações para a criação do MIBEL. Somente a 14 de Novembro de 2001 é que este acordo foi oficializado, ficando definido que o MIBEL entraria em funcionamento a 1 de Janeiro de 2003.

Mais tarde, em Junho de 2003, a Comissão Europeia aprovou a Diretiva 2003/54/CE que revogou a anterior e tinha como objetivo aumentar o grau de abertura do mercado, de modo a acelerar o processo de criação do mercado interno a nível Europeu. Em 2006, a Diretiva 2006/32/CE veio reforçar ainda mais a intenção demonstrada na Diretiva anterior [19].

Os eventos mais relevantes para a formação do MIBEL são apresentados na Figura 3.4.

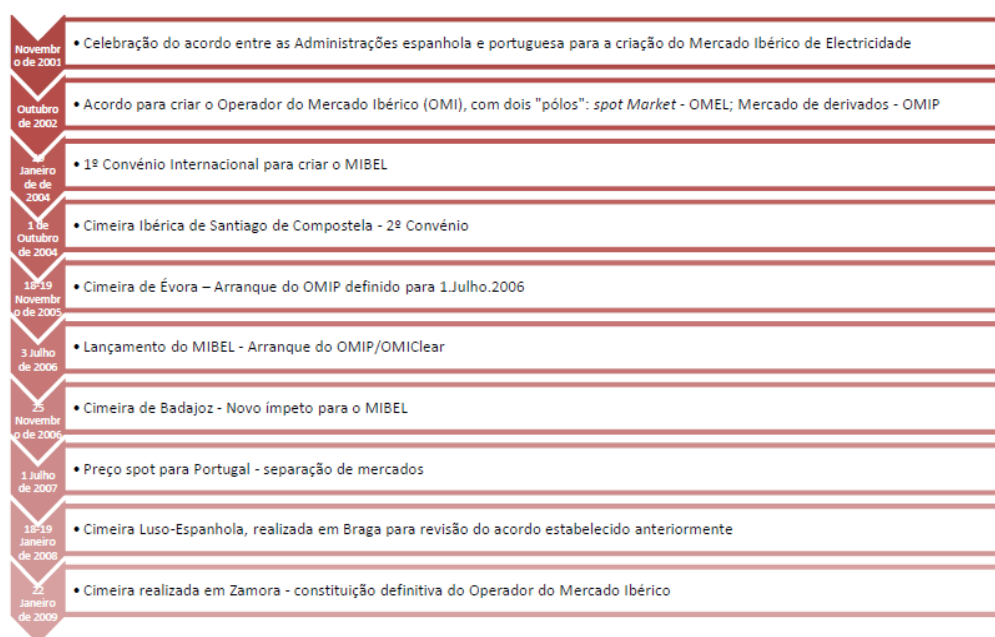


Figura 3.4 - Sequência cronológica de eventos relevantes para a formação do MIBEL [2] .

Resultando da fusão de dois mercados independentes num único, o MIBEL tinha como principais objetivos:

- Beneficiar os consumidores de eletricidade dos dois países através da integração dos respetivos sistemas elétricos;

- Estruturar o funcionamento do mercado com base nos princípios da transparência, livre concorrência, objetividade, liquidez, auto-financiamento e auto-organização;
- Favorecer o desenvolvimento do mercado de eletricidade de ambos os países, com a existência de uma metodologia única e integrada de definição de preços de referência, para toda a Península Ibérica;
- Permitir a todos os participantes o livre acesso ao mercado, em condições de igualdade de direitos e de obrigações, de transparência e de objetividade;
- Favorecer a eficiência económica das empresas do setor elétrico, promovendo a livre concorrência entre as mesmas [20].

Deste modo, passou-se de uma situação em que existiam dois mercados independentes, o Português com cerca de 6 milhões de consumidores e uma procura de 50,1 TWh e o Espanhol com cerca de 24 milhões de consumidores e uma procura de 260,8 TWh, para um mercado único com cerca de 30 milhões de consumidores e uma procura de 311 TWh [21].

Para que o processo de formação do MIBEL fosse realizado com sucesso, foi necessário ultrapassar algumas dificuldades que surgiram com a fusão dos dois mercados. Entre estas dificuldades destacam-se a capacidade de interligação entre os dois países, a compra de determinada quantidade de eletricidade num país e a sua venda no outro ou a harmonização, entre Portugal e Espanha, do enquadramento legal subjacente à negociação estabelecida em mercado e à posterior operação [8]. Estes aspetos foram abordados na XVIII Cimeira Luso-Espanhola, realizada em Valência, em Outubro de 2002. Nesta cimeira, ficou decidido que o modelo de organização do MIBEL iria ficar assente na existência de um Operador de Mercado (OMI), tendo sido igualmente estabelecidas as principais metas para a sua concretização. As conclusões desta cimeira permitiram prefigurar a construção do MIBEL como uma abordagem intermédia regional do processo de integração dos mercados nacionais num mercado único europeu, segundo um modelo de construção faseada, assente em três eixos principais:

- Estabelecimento de uma plataforma física de suporte do mercado regional ibérico, apoiada no desenvolvimento das infra-estruturas de transporte e na articulação da planificação energética e das redes de transporte;
- Harmonização dos enquadramentos legais e regulatórios das condições económicas de participação no MIBEL e dos procedimentos de operação dos sistemas;
- Harmonização das condições económicas de participação no mercado, através da convergência das metodologias de definição das tarifas, dos custos de transição para a concorrência, das condições de acesso às interligações, do grau de

abertura dos mercados e da criação de um Operador de Mercado Ibérico (OMI) [20];

- Harmonização da qualidade de serviço.

3.3.2 - Organização e Funcionamento do MIBEL

O MIBEL assenta num modelo misto, dado que integra um *Pool* do tipo simétrico e voluntário, onde se incluem o Mercado Diário e o Mercado Intradiário, e o regime de contratos bilaterais físicos e financeiros. Como tal, a contratação de energia elétrica no MIBEL, pode processar-se através dos seguintes mercados [2]:

- Um mercado de contratação a prazo, gerido pelo Operador do Mercado Ibérico- Pólo Português, OMIP, em que se estabelecem compromissos relativos à produção e compra de energia elétrica;
- Um mercado *spot* de contratação à vista, gerido pelo Operador do Mercado Ibérico- Pólo Espanhol, OMIE, que engloba os mercados diários e os mercados intradiários, em que se estabelecem programas de venda e de compra de eletricidade para o dia seguinte ao da negociação;
- Um mercado de contratação bilateral, em que os agentes contratam, para os diversos horizontes temporais, a compra e venda de energia elétrica [22].

3.3.3 - OMIP

O mercado a prazo de eletricidade é um mercado organizado que oferece instrumentos de gestão de risco sob a forma de derivados. No âmbito do MIBEL e dos acordos estabelecidos para este mercado, a entidade responsável pela gestão do mercado a prazo é o OMIP. O OMIP, constituído em 16 de Junho de 2003, assegura a gestão do mercado conjuntamente com a OMIClear, sociedade constituída e detida totalmente pelo OMIP, a qual funciona como Câmara de Compensação e Contraparte Central das operações realizadas no mercado [23].

Entre os principais objetivos do OMIP, destacam-se o facto de a sua existência aumentar a competitividade do setor elétrico e de disponibilizar instrumentos eficientes para a gestão do risco [23]. De entre estes instrumentos, o OMIP disponibiliza três produtos contratuais:

- Contratos Futuro - contrato padronizado de compra ou venda de energia para um determinado horizonte temporal, em que o comprador se compromete a adquirir eletricidade no período de entrega e o vendedor se compromete a colocar essa mesma eletricidade, a um preço determinado no momento da transação. Este contrato tem liquidações diárias (margens) entre o preço de transação e a cotação de mercado (a futuro) de cada dia. Os agentes compradores e vendedores não se relacionam diretamente entre si, cabendo à Câmara de Compensação a

responsabilidade de liquidar as margens diárias e o contrato na data ou período de entrega;

- Contratos *Forward* - contrato padronizado de compra ou venda de energia para um determinado horizonte temporal, em que o comprador se compromete a adquirir eletricidade no período de entrega e o vendedor se compromete a colocar essa mesma eletricidade, a um preço determinado no momento da transação. Este contrato não tem liquidações diárias das margens durante o período de negociação, sendo a margem liquidada integralmente nos dias de entrega física ou financeira. Os agentes compradores e vendedores não se relacionam diretamente entre si, cabendo à Câmara de Compensação a responsabilidade de liquidar as margens diárias e o contrato na data ou período de entrega;
- Contratos SWAP - contrato padronizado em que se troca uma posição em preço variável por uma posição de preço fixo, ou vice-versa, dependendo do sentido da troca. Este tipo de contratos destina-se a gerir ou tomar risco financeiro, não existindo, por isso, entrega do produto subjacente mas apenas a liquidação das margens correspondentes [24].

Atualmente, no OMIP, os produtos mais transacionados e, por isso, mais comuns, são os contratos de Futuros. No OMIP existe ainda a possibilidade de se efetuarem liquidações de operações em *Over-the-Counter*, OTC, isto é, no mercado ao balcão. Estas liquidações são firmadas entre as partes, sendo o mercado organizado a assumir o risco de crédito das contrapartes [24].

A negociação no mercado a prazo pode processar-se a dois níveis distintos:

- Negociação em contínuo, dentro do horário de negociação definido no Regulamento de Negociação;
- Negociação em leilão, realizando-se atualmente sessões específicas de leilão nas quatro primeiras quartas-feiras de cada mês, existindo obrigações de compra para os comercializadores ibéricos de último recurso [24].

3.3.4 - OMIE

O mercado de eletricidade é o conjunto de transações derivadas da participação dos agentes do mercado nas sessões dos mercados diário e intradiário, mercado a prazo e da aplicação dos procedimentos de operação técnica do sistema. Os contratos bilaterais físicos realizados por vendedores e compradores são integrados no resultado do mercado uma vez finalizado o mercado diário. No âmbito do MIBEL, a entidade responsável pela gestão económica do mercado de eletricidade é o OMIE [25].

3.3.4.1- Mercado Diário

O mercado diário do MIBEL é a plataforma onde se transaciona eletricidade para entrega no dia seguinte ao da negociação. Este mercado forma preço para cada uma das 24 horas de cada dia e para cada um dos 365 ou 366 dias de cada ano [26].

Este mercado funciona através do cruzamento das ofertas de compra e de venda, por parte dos diversos agentes registados para atuar naquele mercado, indicando cada oferta o dia e a hora a que se reporta, o preço e a quantidade de energia correspondentes. Graficamente, o preço de mercado corresponde à interseção das curvas de oferta e de procura e o seu valor corresponde ao menor dos preços que garante que a oferta satisfaz a procura [26].

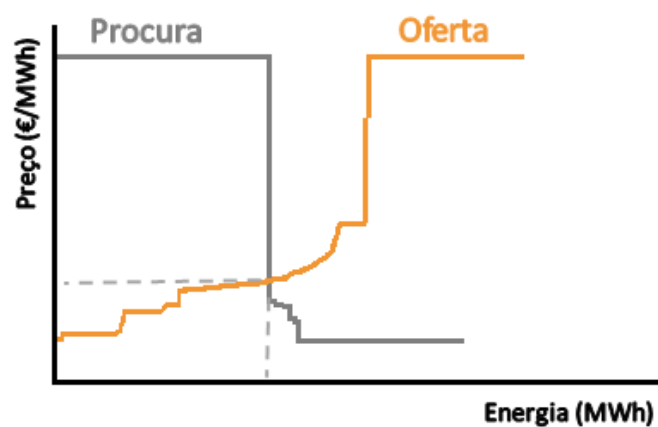


Figura 3.5 - Gráfico do preço de mercado por interseção da curva de Oferta e de Procura [26].

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

- Condição de indivisibilidade- permite fixar, no primeiro lanço de cada hora, um valor mínimo de funcionamento;
- Graduação de carga- permite estabelecer a diferença máxima entre a potência no início de hora e a potência no final de uma hora da unidade de produção, o que limita a energia máxima a alocar em função do despacho da hora anterior e da seguinte, para evitar mudanças bruscas nas unidades de produção que pode não ser possível seguir devido às características técnicas dos grupos;

- Remuneração mínima- permite a realização de ofertas para todas as horas, embora tenha em conta que a unidade de produção não participa no resultado da concertação do dia, se não obtiver para o conjunto da sua produção no dia, uma remuneração superior a uma quantidade fixa, estabelecida em cêntimos de euros, mais uma remuneração variável estabelecida em cêntimos de euro por cada kWh alocado.
- Paragem programada- permite que caso a unidade de produção tenha sido retirada do despacho por não cumprir a condição solicitada de remuneração mínima, realize uma paragem programada num tempo máximo de três horas. Desta forma, evita-se a paragem desde o programa na última hora do dia anterior até à primeira hora do dia seguinte, mediante a aceitação do primeiro lanço para as três primeiras horas da sua oferta como ofertas simples, com a única condição de que a energia oferecida seja decrescente no primeiro lanço de cada hora.

Como o mercado diário compreende simultaneamente Portugal e Espanha, torna-se necessário prever a circunstância de as capacidades de interligação comercialmente disponíveis entre os dois países não comportarem os fluxos de transfronteiriços de energia que o cruzamento de ofertas em mercado determinaria. Sempre que tal ocorre, as regras atuais de mercado determinam que se separem as duas áreas de mercado correspondentes a Portugal e Espanha e que se encontrem preços específicos para cada uma das áreas mencionadas. Este mecanismo, já mencionado anteriormente, é designado como *Market Splitting* [26].

3.3.4.2- Mercado Intradiário

O mercado intradiário do MIBEL é uma plataforma complementar ao mercado diário, no qual se transaciona eletricidade para ajustar as quantidades transacionadas no mercado diário, compreendendo seis sessões diárias de negociação. Assim, este mercado foi concebido para ajustar, de forma mais precisa e próxima do tempo real, a oferta e a procura resolvendo, deste modo, possíveis desajustes em sucessivas etapas da programação. Neste mercado, e com o objetivo de retificar as suas posições anteriores, os agentes produtores também podem comprar energia e os agentes comercializadores também podem vender energia. As sessões deste mercado estão retratadas na Figura 3.6.



Figura 3.6 - Sessões do Mercado Intradiário [26].

Tal como mencionado anteriormente, este mercado estrutura-se em seis sessões e, em cada uma delas, é formado o preço para as horas objeto de negociação. A primeira sessão deste mercado forma preço para as 4 últimas horas do dia D-1 e para as 24 horas do dia D, enquanto a sexta sessão forma preço para as 9 horas compreendidas entre as 16 e as 24h do dia D.

3.3.5 - Cronologia do Funcionamento do MIBEL

Tendo em conta os aspetos mencionados anteriormente, a Figura 3.7 apresenta um diagrama com a sequência cronológica do funcionamento do MIBEL, desde o mercado diário até ao fornecimento de energia em tempo real.

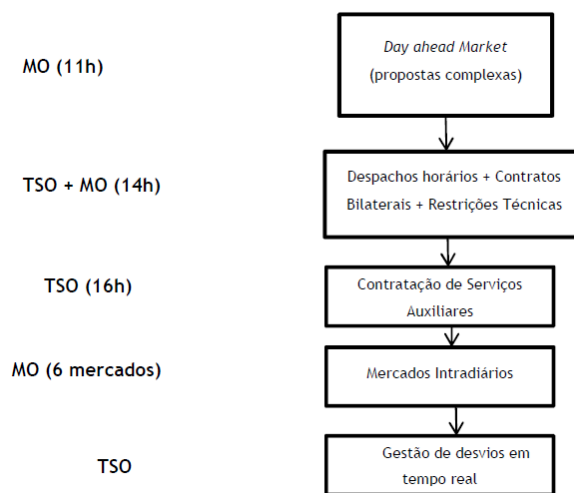


Figura 3.7 - Sequência cronológica do funcionamento do MIBEL [27].

Inicialmente, no dia D-1, o Operador de Mercado, MO, organiza as propostas de compra e de venda apresentadas pelos agentes qualificados para o efeito, transmitindo o despacho económico obtido ao Operador de Sistema, TSO. Este, por sua vez, utiliza esta informação em conjunto com a informação relacionada com os contratos bilaterais e avalia a viabilidade técnica deste conjunto. Se o conjunto for viável, o Operador de Sistema procede à

contratação dos Serviços de Sistema. Caso o conjunto não seja viável, começará por ser aplicado o mecanismo de *Market Splitting* para resolver congestionamentos nas linhas de interligação. Em seguida, serão resolvidas eventuais situações de congestionamento nas redes internas de cada país.

No dia D, existe ainda a possibilidade de, mediante a apresentação de ofertas de venda e aquisição de energia elétrica por parte dos agentes do mercado, efetuar ajustes sobre o programa diário. Ainda no dia D, o Operador de Sistema realiza, em tempo real, a gestão dos desvios entre produção e carga utilizando as reservas contratadas anteriormente.

3.3.6 - Interligações

Tal como referido anteriormente, a capacidade disponível para o trânsito de energia entre os sistemas Português e Espanhol nem sempre permite concretizar totalmente o encontro de ofertas agregadas de compra e de venda dos sistemas Português e Espanhol. Assim, por forma a gerir esta capacidade limitada, os acordos de criação e de desenvolvimento do MIBEL instruíram a regra de separação de Mercados, também conhecida como *Market Splitting*. Este mecanismo é utilizado sempre que o trânsito nas interligações seja superior à capacidade disponível para fins comerciais, para esse horizonte temporal. Nestas situações, ocorre a separação dos mercados, formando-se preços diferenciados para cada uma das áreas do MIBEL, sendo mais elevado o preço que se forma na área importadora [28].

Para evitar situações de separação do mercado, têm vindo a ser desenvolvidos importantes projetos de reforço da RNT. Estes projetos proporcionam a integração de nova geração, a melhoria do abastecimento dos consumos e a flexibilidade de adaptação da rede a novos comportamentos do parque produtor em ambiente de mercado [29]. A Figura 3.8 mostra, a linha contínua, as interligações existentes entre Portugal e Espanha e, a linha tracejada, as interligações planeadas entre os dois países.

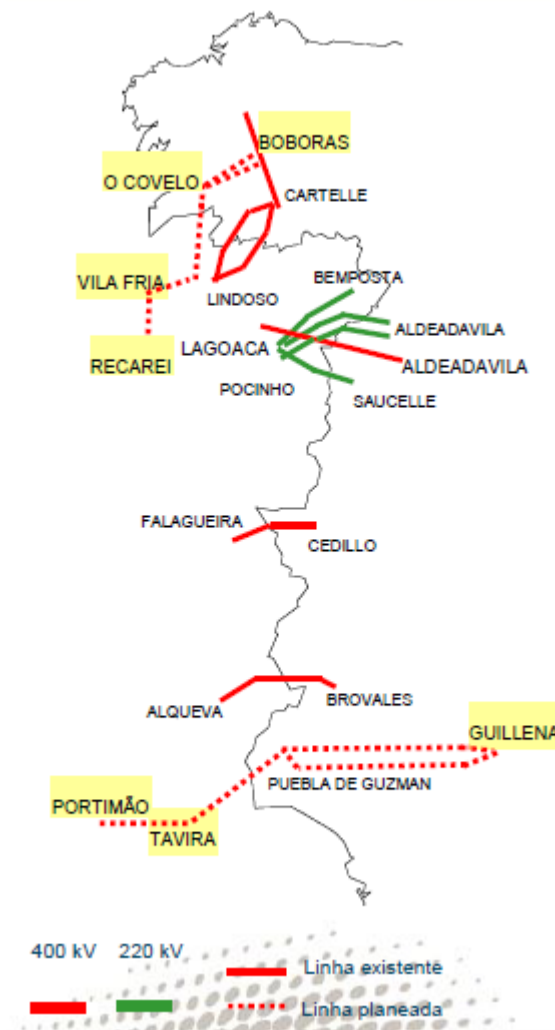


Figura 3.8 - Interligações existentes e planeadas entre Portugal e Espanha no ano de 2011 [30].

O objetivo do MIBEL é que exista uma evolução nas interligações entre Portugal e Espanha, por forma a que a capacidade de interligação disponível nos dois sentidos tenha o mesmo valor e corresponda a 3000 MW. Este objetivo, definido durante a Cimeira Luso-Espanhola de Badajoz, ocorrida em Novembro de 2006, é visto como fundamental para o adequado desenvolvimento do MIBEL [29].

Capítulo 4

Serviços de Sistema

4.1 - Considerações Gerais

A literatura especializada evidencia que o grau de harmonização relativo à definição de Serviços de Sistema é reduzido, bem como no que se refere aos serviços ou produtos que se incluem nesta categoria [31]. De acordo com a referência [32], os Serviços de Sistema correspondem a um conjunto de serviços separados da produção de energia e são fundamentais para assegurar o funcionamento do sistema elétrico em condições de segurança. Estes serviços contribuem também para um aumento dos índices de fiabilidade associados ao SEE.

Uma outra referência contém a definição da *Federal Electricity Regulatory Commission* - FERC, indicando que os Serviços de Sistema são os serviços necessários à transmissão de energia elétrica desde o vendedor até ao comprador, dadas as obrigações de cada área de controlo e da transmissão nessas mesmas áreas, para manter a fiabilidade das operações entre sistemas elétricos interligados [33].

Os serviços relativos às reservas de potência ativa são tipicamente divididos de acordo com o tempo ao fim do qual se encontram disponíveis. Assim, originam reservas primárias ou de controlo de carga-frequência, reservas secundárias associadas ao sistema de *Automatic Generation Control*- AGC, e reservas terciárias.

Ao longo deste capítulo tratar-se-á, em primeira instância, dos principais critérios utilizados pela ENTSO-E relativos aos serviços de sistema, nomeadamente, associados às reservas primárias, secundárias e terciárias. Seguidamente, ir-se-á detalhar os serviços de sistema utilizados no MIBEL, nomeadamente os referidos anteriormente a ainda os serviços associados à solução de restrições técnicas, controlo de tensão e reposição de serviço. Por fim, mencionar-se-á a harmonização dos Serviços de Sistema no MIBEL.

4.2 - UCTE/ENTSO-E

A antiga *Union for the Coordination of the Transmission of Electricity*- UCTE, extinta a 1 de Julho de 2009 para passar a ser representada pela ENTSO-E- *European Network of Transmission System Operators for Electricity*, definiu originalmente diversos critérios relativos aos serviços de reservas, nomeadamente associados às reservas primária, secundária e terciária.

Um dos critérios diz respeito à sequência de ativação destas três reservas, após a ocorrência de um incidente que origine um desvio de frequência. Este critério encontra-se representado na Figura 4.1.

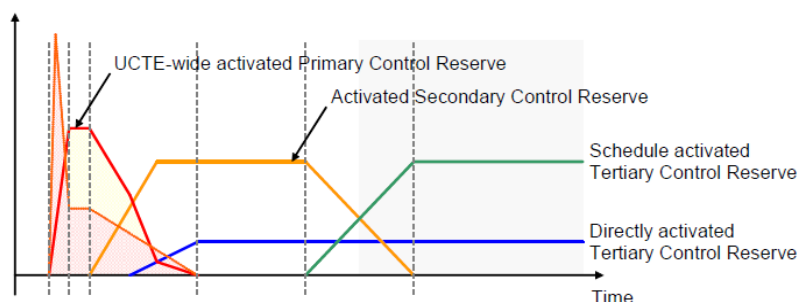


Figura 4.1 - Ativação das reservas após uma perturbação [34].

Tal como se pode verificar pela Figura anterior, as reservas primárias são ativadas no espaço de alguns segundos após o incidente e são tipicamente insuficientes para trazer a frequência de volta para o valor nominal. Neste contexto, as reservas secundárias são, em seguida, ativadas pelo AGC, alguns minutos após a ocorrência do incidente, de modo a retornar a frequência para o seu valor nominal e manter, nos valores previstos, os trânsitos de potência em linhas de interligação ou outras com grande relevância. Finalmente, são ativadas as reservas terciárias com o objetivo de substituir e complementar as reservas secundárias. De notar que a ativação destas reservas pode ainda exigir a alteração do ponto de funcionamento de alguns geradores que já se encontrem em operação [31].

O outro critério diz respeito ao desvio mínimo de frequência a partir do qual, é necessário ativar as reservas primárias e ainda a quantidade de potência atribuída a cada uma das reservas mencionadas anteriormente. De acordo com a referência [34], após um incidente, o controlo primário é ativado pelos reguladores de velocidade dos geradores antes do desvio de frequência exceder 20 mHz em relação ao valor nominal. O valor máximo admissível do desvio de frequência corresponde a 200 mHz na ausência de qualquer mecanismo de regulação da carga. Na eventualidade deste desvio se verificar, deverá originar a ativação da totalidade das reservas primárias existentes no sistema. Ainda de acordo com esta referência, a reserva total prevista na área da UCTE é de 3000 MW e é definida como o desvio de

potência associado a um incidente de referência [31]. Esta potência de reserva é, em seguida, alocada pelas diversas áreas de controlo através da expressão (4.1).

$$P_{prim,i} = \frac{E_i}{E_{total}} \times P_{prim,total} \quad (4.1)$$

Nesta expressão:

- $P_{prim,i}$ é a potência de reserva primária atribuída à área i;
- E_i é energia total produzida na área i;
- E_{total} é a energia total produzida no conjunto das áreas de controlo envolvidas;
- $P_{prim,total}$ é a potência associada ao incidente de referência.

Relativamente às reservas secundárias, a sua ativação é efetuada através do AGC de cada área de controlo. Este sistema envia automaticamente informação sobre novos pontos de operação dos geradores participantes, de acordo com o seu nível de contribuição para trazer a frequência de volta para o valor nominal de 50 Hz e para alterar o valor do trânsito de potência nas linhas principais do sistema para os valores previstos. De acordo com as recomendações da UCTE (atualmente ENTSO-E), o valor da potência da reserva secundária é definido pela expressão (4.2).

$$P_{sec,i} = \sqrt{a \times L_{max,i} + b^2} - b \quad (4.2)$$

Nesta expressão:

- $P_{sec,i}$ é a potência de reserva secundária;
- a e b são coeficientes fixados empiricamente. Normalmente correspondem a 10 MW e 150 MW respetivamente;
- $L_{max,i}$ é o valor de pico da potência de carga na área i.

Finalmente, o valor da reserva de potência terciária em cada área de controlo deverá cobrir a mais elevada perda de potência esperada no sistema e deverá encontrar-se disponível num período que varia de país mas que, com frequência, se encontra fixado em minutos [31]

4.3 - Os Serviços de Sistema no MIBEL

A reestruturação do sistema elétrico Português iniciada em 1995 levou à criação do TSO, REN SA, no ano 2000. Antes, em 1996 havia sido publicada a lei que viria a permitir a criação do *Day-Ahead Market* e a extensão da elegibilidade a todos os consumidores. Assim, os geradores são classificados como funcionando em regime normal ou em regime especial. Estes últimos englobam todo o tipo de geração proveniente da energia eólica ou solar e ainda mini-

hídricas com potência inferior a 10 MVA e centrais de cogeração e encontram-se ao abrigo de um regime legal próprio. Este regime legal tem por base o facto de toda a energia produzida em regime especial ter que ser despachada e, assim, não necessitar de ir a Mercado. Assim, as centrais a produzirem neste regime são pagas através de tarifas criadas para o efeito, a partir de 1998 [35].

Em Espanha, desde o dia 1 de Janeiro de 1998 que o sistema elétrico inclui um *Day-Ahead Market* que é gerido pelo Operador de Mercado e ainda a possibilidade de estabelecer contratos bilaterais. Tal como mencionado anteriormente, cabe ao TSO avaliar a viabilidade técnica do conjunto contratos/despachos para o dia seguinte. O TSO tem ainda como função a contratação dos níveis necessários de serviços de sistema e a gestão da operação do Sistema elétrico em tempo real. No sistema Espanhol, a geração pode ser classificada, tal como no Sistema Português, em regime normal ou em regime especial. Neste último, cabe ao gerador decidir se é remunerado através de uma tarifa criada para o efeito ou se é remunerado ao preço de Mercado acrescido de um prémio por se tratar de um gerador em regime especial [35].

Após a criação do MIBEL, cada um dos dois países envolvidos, manteve a sua área de controlo. Cada uma destas áreas encontra-se subdividida em diversas áreas de balanço para monitorizar os valores produzidos pelos geradores em relação aos valores previstos ou determinados em mercados ou associados a contratos bilaterais. Os serviços de sistema são geridos pelos dois TSO, nomeadamente a REN em Portugal e a REE em Espanha, em termos dos níveis requeridos e da sua contratação e os códigos de exploração dos sistemas dos dois países especificam os serviços de sistema considerados [31].

4.3.1 - Solução de Restrições Técnicas

Uma restrição técnica é definida como qualquer limitação devida à situação de exploração da rede ou do sistema e que impede que a energia elétrica seja fornecida aos consumidores de acordo com os critérios de segurança e de fiabilidade especificados para a exploração do sistema [36]. Por exemplo, em relação a situações de congestionamento em linhas de interligação entre Portugal e Espanha, as regras de funcionamento do MIBEL determinam a utilização do mecanismo do *Market Splitting* dando origem a diferenças de preços de mercados nas duas áreas interligadas. Por outro lado, se ocorrerem situações de congestionamento internas aos sistemas elétricos de Portugal ou de Espanha, cada TSO deverá aceitar ofertas a submeter tipicamente até às 11h de cada dia apresentadas por geradores que aceitem alterar os valores de produção que tenham sido inicialmente atribuídos. Utilizando estas propostas de incremento ou de decréscimo, cada TSO identifica a estratégia mais adequada para verificar as diversas restrições técnicas que se encontrem

ativas de modo a atingir o custo mínimo de redespacho e de modo a preservar a fiabilidade e a segurança de exploração do sistema [31].

4.3.2 - Reserva Primária

A reserva primária está associada à resposta automática local das unidades produtoras, dotadas de reguladores de velocidade adequados que tenham a capacidade de reagir a variações de frequência. Grandes desvios na frequência causados por excesso de produção podem levar à saída de serviço de todos os geradores, levando assim à falta de capacidade de alimentar as cargas existentes no sistema. Por outro lado, uma redução da produção pode levar a uma redução da frequência, caso a carga a alimentar se mantenha [37]. Assim, o objetivo da reserva primária é manter a frequência dentro dos limites admissíveis e, sempre que existe um desequilíbrio entre a produção e a carga, a reserva deve ser acionada [38]. De acordo com a referência [36], a banda máxima admissível de variação de frequência é de 10 mHz e a totalidade da potência de reserva primária deverá ser ativada para desvios de frequência superiores a 200 mHz.

Em Portugal, a ativação da reserva primária é realizada no máximo ao fim de 15 segundos para perturbações que originem desvios de frequência inferiores a 100 mHz e aumenta de forma linear de 15 a 30 segundos para desvios de frequência entre 100 e 200 mHz [36].

Em ambos os países, este é um serviço obrigatório, não remunerado fornecido por geradores que deverão fornecer uma banda de regulação de, pelo menos, 5% da sua potência produzida [36].

4.3.3 - Reserva Secundária

Na sequência de uma perturbação que tenha originado uma redução de frequência, o aumento da produção combinada com a redução da carga dependente da frequência vai estabilizar o sistema numa frequência que será ligeiramente inferior à nominal. Para prevenir fluxos de potência imprevistos, assim como outros desequilíbrios, existe a reserva secundária. Esta reserva está associada a um controlo zonal da frequência e a um intercâmbio de potência entre áreas e tem como objetivo fazer com que o sistema regresse à frequência nominal. Este controlo é normalmente realizado por telerregulação através do AGC de cada área de controlo, sendo realizado pelo Operador de Sistema da área onde existe desequilíbrio [38]. De acordo com a referência [36], em Portugal o controlo secundário é ativado em não mais do que 30 segundos após a ocorrência da perturbação e a sua entrada em operação deverá estar completa em não mais do que 15 minutos.

As potências associadas à reserva secundária em Portugal e em Espanha são contratadas separadamente em cada país por ativação de mercados específicos. Em Portugal, o TSO comunica até às 13 horas do dia anterior o requisito de reserva secundária e os geradores enviam propostas de venda incluindo reservas de regulação secundária a subir e a descer (MW) e o preço da banda de regulação secundária (€/MW). O TSO contrata a potência de reserva secundária ordenando as propostas submetidas por ordem crescente dos seus preços e o preço da potência de reserva secundária corresponde ao preço da última proposta aceite. No caso de ocorrer uma perturbação, a energia utilizada dentro desta banda, é denominada energia de regulação secundária (€/MWh) e é paga de acordo com o preço da energia de regulação terciária obtido para a hora correspondente no mercado de reserva de regulação terciária respetivo. Assim, verifica-se que para a hora h , em relação à reserva secundária, o gerador recebe uma remuneração que resulta da aplicação da expressão (4.3).

$$\begin{aligned}
 RGerador_{h=h} &= TermoDisponibilidade_{h=h} + TermoUtilização_{h=h} \\
 &= [(BandaSec_{Subir}^h + BandSec_{Descer}^h) \times P_{Marginal}^h] \\
 &\quad + [EnergiaSec_{Subir}^h \times P_{Ter_{Subir}}^h + EnergiaSec_{Descer}^h \times P_{Ter_{Descer}}^h]
 \end{aligned} \tag{4.3}$$

Nesta expressão:

- $BandaSec_{Subir}^h$ é a potência de reserva de regulação secundária a subir, na hora h , aceite no mercado, em MW;
- $BandSec_{Descer}^h$ é a potência de reserva de regulação secundária a descer, na hora h , aceite no mercado, em MW;
- $P_{Marginal}^h$ é o preço da banda de reserva de regulação secundária, obtido no Mercado para a hora h , em €/MW;
- $EnergiaSec_{Subir}^h$ é a energia de reserva secundária a subir, mobilizada pelo TSO na hora h , em MWh;
- $P_{Ter_{Subir}}^h$ é o preço da energia de reserva terciária a subir, na hora h , em €/MWh;
- $EnergiaSec_{Descer}^h$ é a energia de reserva secundária a descer, mobilizada pelo TSO na hora h , em MWh;
- $P_{Ter_{Descer}}^h$ é o preço da energia de reserva terciária a descer, na hora h , em €/MWh.

Assim, pela expressão anterior facilmente se verifica que a reserva secundária é paga por dois termos. O primeiro corresponde ao termo de disponibilidade e envolve o pagamento da banda de reserva de regulação secundária ao preço da última proposta de banda de reserva secundária que foi aceite, para uma determinada hora. O segundo termo corresponde ao pagamento da energia de reserva secundária que foi mobilizada dentro dessa banda. Esta

energia, por seu turno, é paga ao preço da energia de reserva terciária que foi mobilizada nessa mesma hora [31].

Tanto em Portugal como em Espanha, este serviço não é obrigatório mas é remunerado da forma explicitada anteriormente.

4.3.4 - Reserva Terciária

O controlo terciário suplementa e substitui a reserva secundária e é contratado de acordo com a perda de capacidade de produção mais elevada que o sistema poderá ter que suportar. No MIBEL, a reserva terciária é contratada em mercados específicos com âmbito nacional. Para cada hora do próximo dia, cada TSO determina o valor necessário da reserva terciária correspondente à capacidade de produção mais elevada que poderá sair de serviço devido a uma contingência simples aumentada de 2% da carga prevista para esse período [31].

Após encerrar o mercado da reserva secundária, cada TSO ativa um mercado para contratação de potência de reserva terciária, tipicamente, das 18 às 21 horas. As propostas de potência de reserva terciária deverão ser apresentadas por geradores com capacidade para fornecer potência no máximo após 15 minutos depois do incidente deste que consigam manter o fornecimento desse serviço durante, pelo menos, duas horas consecutivas. Estas propostas incluem reservas para subir e para descer, em MW, interpretadas como os valores mais elevados de variações para subir e para descer a produção de um gerador no máximo ao fim de 15 minutos e ainda o preço da energia correspondente em €/MWh. A energia utilizada é valorizada ao preço marginal da última proposta aceite para regulação a subir e a descer.

Em ambos os países, este serviço é complementar, pelo que não é obrigatório, mas é remunerado tal como referido anteriormente.

4.3.5 - Controlo de Tensão

O serviço de controlo de tensão tem como objetivo controlar os fluxos de potência reativa, de modo a que o sistema opere dentro de limites aceitáveis de tensão. Assim, este serviço tem a capacidade de produzir energia reativa para resolver situações em que o nível de tensão é baixo e tem a capacidade de absorver energia reativa em situações em que o nível de tensão é elevado. Em ambas as situações, este serviço funciona de forma dinâmica e contínua de modo a evitar variações bruscas de tensão [39]. Os fluxos de potência reativa podem dar origem a importantes variações de tensão em todo o sistema, sendo por isso necessário manter um equilíbrio entre as fontes de potência reativa e de produção na área de controlo. Ao contrário da frequência do sistema, que é consistente ao longo de todo o sistema, a potência reativa tem uma natureza local, pelo que é distribuída por toda a rede.

Existem diversos equipamentos que podem ser utilizados no fornecimento deste serviço. Entre eles destacam-se os geradores, os compensadores síncronos, transformadores com tomadas, baterias de condensadores, entre outros. Estes equipamentos diferem nas suas características, nomeadamente, no tempo de reação, na sua capacidade de suportar alterações de tensão e nos custos de operação e de investimento. Assim, a escolha do equipamento está relacionada com a natureza da carga a compensar e com o tempo de reação requerido. Por outro lado, a escolha do equipamento estará também relacionada com os custos a ele associado. Normalmente os principais custos associados a este serviço, correspondem aos custos de investimento, operação, manutenção, depreciação e aos custos de oportunidade.

Em Portugal, o controlo de tensão corresponde a um serviço obrigatório não remunerado fornecido por equipamentos instalados ao longo da rede, incluindo geradores e equipamentos instalados nas redes de transporte e de distribuição. Segundo a referência [36], o TSO deverá explorar os sistemas verificando os limites de tensão nos nós da rede, para a operação em condições normais, para as contingência N-1 bem como para um conjunto de contingências envolvendo linhas duplas e a saída de serviço sequencial do gerador com capacidade mais elevada de uma área de balanço e de uma linha da mesma área [36]. Assim cabe ao TSO monitorizar, em tempo real, o valor das tensões nos nós da rede e operar os diversos equipamentos mencionados anteriormente, de modo a manter o valor das tensões nodais dentro das gamas especificadas. As quantidades necessárias para manter a qualidade e segurança do serviço são definidas através de estudos de *Optimal Power Flow*- OPF, realizados pelo TSO.

Em Espanha, o controlo de tensão incluiu um termo obrigatório e não remunerado juntamente com um termo pago de acordo com a avaliação do seu comportamento. O termo obrigatório é utilizado dada a relevância do controlo de tensão para a manutenção da segurança e da fiabilidade do sistema. O TSO Espanhol define o valor de potência reativa obrigatória bem como o montante que poderá ser oferecido ao TSO. Se for aceite pelo TSO, é pago a um preço fixo. De qualquer forma, diversas informações sugerem que até agora o TSO Espanhol não tem utilizado o mecanismo de mercado contemplado na regulamentação Espanhola, pelo que o controlo de tensão é realizado utilizando o termo obrigatório não remunerado [32].

4.3.6 - Reposição de Serviço

A reposição de serviço, também denominada *black start*, é um serviço que consiste na capacidade de uma unidade produtora passar de uma condição de não operacionalidade, para uma condição de operacionalidade sem recorrer à rede elétrica ou a qualquer outra fonte de energia externa. Normalmente, é utilizado um pequeno gerador auxiliar como por exemplo,

uma pequena turbina a gás ou um gerador *diesel*. Quando este gerador arranca, é usual utilizá-lo para re-energizar parte da rede local e, deste modo, continuar progressivamente até todo o sistema se encontrar de novo interligado. Assim, os geradores capazes de fornecer este tipo de serviço devem estar dispersos por todo o sistema, de modo a terem a capacidade de re-energizar todo o sistema progressivamente após um possível *black out*. Por outro lado, estes geradores têm ainda que ter a capacidade de consumir e produzir potência reativa, de modo a controlar o perfil de tensão durante o processo de reposição do serviço.

Os principais custos associados a este tipo de serviço estão relacionados com o investimento em equipamentos e a respetiva operação e manutenção. Não obstante, há também custos associados ao funcionamento da rede de transmissão durante a reposição de serviço do sistema e ainda custos associados às perdas no sistema.

O serviço de *black start* é não remunerado quer em Portugal quer em Espanha. Ambos os TSO's definem planos a ser seguidos em caso de ocorrerem contingências bem como planos de reposição de serviço no caso de ocorrerem *black out's*. Tal como se encontra detalhado em [21], o objetivo principal dos planos de reposição de serviço consiste em repor o fornecimento de energia elétrica de uma forma ordenada, segura e o mais rapidamente possível. Estes planos são preparados em colaboração entre os dois TSO's de modo a re-energizar o sistema ibérico tão depressa quanto possível.

4.4 - Harmonização dos Serviços de Sistema no MIBEL

A gestão dos Serviços de Sistema é um fator decisivo para o correto funcionamento dos mercados de eletricidade na Europa. Por isso, uma maior harmonização e convergência entre estes serviços possibilitará um funcionamento mais eficiente com benefícios que se irão refletir no serviço prestado aos consumidores.

Os Serviços de Sistema que correspondem às reservas primária e secundária não são considerados na questão da harmonização e convergência devido à sua natureza complexa. Torna-se mais vantajoso do ponto de vista económico que se desenvolvam mecanismos de troca de reserva terciária para intervalos de tempo entre o dia anterior e alguns minutos antes do tempo real, ou seja, antes da ação dos dispositivos automáticos [40].

Em Portugal e em Espanha, os Serviços de Sistema atualmente em funcionamento, apresentam algumas diferenças. Do lado Espanhol, o Mercado de Serviços de Sistema encontra-se em funcionamento desde 1998, enquanto do lado Português entrou em funcionamento apenas a 1 de Julho de 2007, ao mesmo tempo que o MIBEL. Por isso, é normal que em Espanha estes serviços se encontrem plenamente estabilizados e implementados, fruto da experiência acumulada nos diversos anos de funcionamento. Por

outro lado, em Portugal o funcionamento de mercados para contratar estes serviços ainda é muito recente e, como tal, o mercado associado a estes serviços e as regras associadas à utilização dos mesmos ainda se encontram em desenvolvimento [2].

A harmonização dos Serviços de Sistema de Portugal e de Espanha foi considerada essencial para o bom funcionamento do sistema, em virtude dos benefícios que advêm desta harmonização. Entre esses benefícios, destacam-se uma maior segurança de abastecimento, a utilização de recursos de reserva em ambiente competitivo e também a diminuição das situações de congestionamentos que, tal como referido anteriormente, levam à necessidade de ativar o mecanismo de *Market Splitting* que faz com que o preço em Portugal e em Espanha difira. Assim, com a harmonização dos Serviços de Sistema, pretende-se que o MIBEL tenha um funcionamento mais eficiente contribuindo para uma melhoria dos níveis de fiabilidade, segurança e qualidade do sistema [2].

De forma a procurar uma solução para harmonizar os Serviços de Sistema no MIBEL, foi solicitado pelo Conselho de Reguladores do MIBEL que os operadores de Sistema de Portugal e de Espanha apresentassem uma proposta de harmonização e integração dos Mercados Ibéricos de Serviços de Sistema no final de 2007. Assim na sequência desta solicitação, os Operadores de Sistema dos dois países apresentaram, em Fevereiro de 2008, ao Conselho de Reguladores do MIBEL, um documento no qual identificavam soluções baseadas nos seguintes modelos:

- Modelo 1- Troca de serviços entre Operadores de Sistema;
- Modelo 2- Agentes que operam em diversos mercados em simultâneo;
- Modelo 3- Mercado Integrado [2].

Dentro destas soluções, os Operadores de Sistema propuseram-se a concretizar o Modelo 1. Neste Modelo, é estabelecida uma relação direta entre Operadores de Sistema de diferentes áreas de controlo, envolvendo a realização de contratos de aquisição de reserva. Cada operador é responsável pelo equilíbrio da respetiva área e por efetuar as trocas de Serviços de Sistema com outros operadores, ficando a cargo de cada operador das diferentes áreas a responsabilidade de definir o preço e as condições de oferta a operadores vizinhos. Neste modelo, a aquisição das reservas provenientes da área vizinha é baseada exclusivamente no pagamento de energia. Portanto, a condição essencial para que as trocas de Serviços de Sistema possam ocorrer, é a existência de capacidade de interligação livre após as trocas entre agentes das diferentes áreas estabelecidas no Mercado Diário e no Mercado Intradiário. A título de curiosidade, este modelo encontra-se implementado na fronteira entre a França e o Reino Unido, cujos TSO's são respetivamente, a *Réseau de Transport d'Electricité*- RTE e a *National Grid Company*- NGC. A capacidade de interligação entre estes dois países é de 2000 MW e esta interligação é realizada através de um cabo submarino [41].

A implementação deste modelo, no âmbito do MIBEL, foi dividida em três fases:

- Fase I - Elaboração e celebração de um acordo de intercâmbio de apoio entre sistemas com a finalidade de manter as condições de qualidade de abastecimento;
- Fase II - Oferta de Serviços de Sistema apresentada por cada operador da rede de transporte vizinha para ser mobilizada quando estiver esgotada a capacidade disponível do próprio sistema;
- Fase III - Oferta de Serviços de Sistema apresentada por cada TSO ao TSO vizinho, sendo incorporada na curva de ofertas em concorrência com as ofertas desse sistema nas condições de transparência e não discriminação estabelecidas previamente [30].

No final de 2008, a REN e a REE concluíram a Fase I do plano de implementação e apresentaram o acordo conjunto para o estabelecimento de intercâmbios de apoio entre os dois sistemas. Nesse acordo foi estabelecido que o pedido de intercâmbio de apoio ao sistema elétrico vizinho é uma solução a ter em conta, somente em último recurso. Como tal, esta solução poderá ser utilizada quando o Operador do Sistema que solicita o apoio já tenha utilizado todos os restantes meios à sua disposição, inclusive a redução da capacidade de exportação. Salvo em casos excecionais, a programação dos intercâmbios de apoio não afetará os programas de interligação estabelecidos previamente. A energia de apoio fornecida será valorizada a um preço que resulta do máximo entre o preço instrumental do Mercado Diário e o preço médio horário das energias de regulação e balanço utilizadas no sistema que presta apoio.

Posteriormente, em Fevereiro de 2011, a REN e a REE fizeram uma apresentação conjunta na reunião do Comité Técnico do MIBEL em que foi proposto o alargamento da harmonização e coordenação de trabalhos não só à interligação luso-espanhola mas, também, à interligação Franco-Espanhola, o que implicaria o envolvimento da RTE no processo. Nesse sentido, propõem a utilização da plataforma de intercâmbio de Serviços de Sistema já utilizada entre a RTE e a *National Grid*, a plataforma BALIT, na interligação entre a França e o Reino Unido, implicando o adiamento da Fase II do processo para o 3º trimestre de 2012 nas duas interligações e prevendo o mercado regional de Serviços de Sistema para finais de 2014. Segundo os TSO's de Portugal e de Espanha, a vantagem desta solução reside no facto da plataforma BALIT constituir o caminho para a implementação de uma solução multi-TSO para o intercâmbio entre os sistemas elétricos na Europa [30].

No futuro, estão previstos os seguintes desenvolvimentos:

- Desenvolvimento das interligações entre Espanha e França;

- Mercados de Serviços de Sistema dinâmicos e procedimentos harmonizados de apoio mútuo entre sistemas elétricos na gestão da operação em tempo real;
- Concretização das medidas estabelecidas no 3º Pacote de Legislação Europeia sobre energia e posterior aprofundamento;
- Concretização da política Europeia de Energia e do Mercado interno Europeu de eletricidade [30].

Capítulo 5

Análise dos Resultados do Mercado Ibérico de Eletricidade no Ano de 2011

5.1 - Estrutura do Capítulo

Neste capítulo serão analisados os resultados do Mercado Ibérico de Eletricidade no que diz respeito ao Mercado Diário e ao Mercado dos Serviços de Sistema. Para isso ir-se-á, numa fase inicial, analisar os dados referentes a um mês de Inverno e a um mês de Verão, nomeadamente, Janeiro e Julho de 2011. Posteriormente serão analisados os resultados globais referentes ao ano de 2011.

A opção de ser analisar um mês de Inverno e um mês de Verão em separado está relacionado com o facto de no Inverno existir maior abundância de água e esta ser utilizada na tecnologia hídrica. Esta tecnologia, como se sabe, apresenta um custo marginal muitas vezes nulo e como tal, nos meses de Inverno é expectável que o preço médio no Mercado Diário seja inferior pois estas centrais quando vão a Mercado são despachadas.

Na análise do Mercado Diário será conferido um ênfase especial à energia contratada neste Mercado e também à evolução dos preços e dos volumes económicos transacionado nas duas áreas que constituem o MIBEL. O mecanismo de *Market Splitting* será igualmente analisado assim como as principais tecnologias que foram a Mercado ao longo do ano de 2011.

Relativamente aos serviços de sistema, serão analisados os aspetos referentes à reserva secundária e terciária. Sempre que possível irá efetuar-se um cruzamento dos dados obtidos no Mercado de Serviços de Sistema com os obtidos no Mercado Diário.

Por fim, de salientar o facto de todos os dados utilizados ao longo desta análise serem públicos e estarem disponíveis no *site* do TSO Português e Espanhol, nomeadamente em [42] e em [43] respetivamente.

5.2 - Mercado Diário - Janeiro de 2011

O Mercado Diário é o mercado responsável pela maior parte das transações. Tal como referido anteriormente, este mercado possui dois conjuntos de entidades. De um lado, estão as unidades produtoras que não estão vinculadas a um contrato físico. Estas unidades participam no mercado como vendedores de energia elétrica assim como os agentes externos registados como vendedores, através da apresentação de uma proposta de venda na qual mencionam a quantidade disponível e o preço mínimo que estão dispostos a receber por essa energia. Do outro lado, encontram-se os compradores, nomeadamente, os distribuidores, comercializadores, consumidores elegíveis e agentes externos registados como compradores. Estes, por seu turno, apresentam as suas propostas de compra nas quais mencionam a quantidade pretendida e o preço máximo que estão dispostos a pagar por essa energia.

De seguida, serão analisados diversos valores resultantes deste mesmo mercado, nomeadamente, a energia contratada, o preço, o volume económico transacionado, o *Market Splitting* e as tecnologias presentes a mercado. Para cada um destes parâmetros, serão tecidos comentários que pareçam pertinentes e permitam perceber melhor o funcionamento do MIBEL.

5.2.1 - Sessões do Mercado Diário

Na Tabela 5.1 e na Tabela 5.2 são apresentados os resultados obtidos no Mercado Diário, nomeadamente, os preços médios, máximos e mínimos verificados em cada dia do mês de Janeiro do ano de 2011. Nestas tabelas consta ainda a energia máxima horária e mínima horária e o volume económico negociado nesses mesmos dias.

Tabela 5.1 - Resultados do Mercado Diário - Janeiro 2011 - Lado Português.

Mercado Diário- Lado Português							
Dia	Energia Total	Preço médio arit.	Preço Máx.	Preço Min.	Energia Máx. horária	Energia Min. horária	Total Negociado
	MWh	€/MWh	€/MWh	€/MWh	MWh	MWh	k€
1	102495	46,19	55,40	38,48	5341	3275	4793
2	104838	43,76	65,74	24,00	5886	3189	4761
3	129429	46,46	65,03	19,13	6936	3514	6332
4	116425	45,59	55,02	31,21	6093	3333	5429
5	85240	35,35	49,16	17,07	5210	1863	3197
6	76227	21,02	48,55	0	4570	2001	1788
7	74216	16,16	38,35	0	4132	2087	1384
8	71271	21,07	85,50	0	5110	1897	2176
9	105789	41,32	91,01	12,25	5861	3318	4710
10	121795	41,18	55,04	15,69	6284	3627	5218
11	122660	33,97	89,00	0,13	6720	3004	4857
12	132155	38,20	100,00	2,00	6763	3743	5587
13	129290	42,58	65,00	17,07	6667	3700	5742
14	130105	43,50	58,52	17,07	6784	3697	5914
15	110610	47,57	79,07	37,39	5816	3480	5393
16	92652	43,83	85,00	30,80	5252	3023	4208
17	125021	45,60	75,00	15,00	6883	3246	6101
18	137386	48,34	71,38	36,00	7056	3954	6799
19	127052	46,54	60,00	29,69	6205	3792	6042
20	113457	43,15	50,25	29,59	5882	3170	4962
21	73753	35,91	54,71	5,00	4109	2124	2829
22	62433	32,04	51,00	10,00	3993	2004	2111
23	61330	41,51	57,78	27,08	4352	1724	2700
24	80671	37,53	55,00	3,00	5080	1907	3367
25	92946	42,37	55,01	19,13	5579	2125	4228
26	122455	49,00	80,02	32,96	6786	2748	6309
27	137318	49,07	56,18	38,87	7046	4063	6856
28	131755	48,84	58,28	36,60	6790	3826	6572
29	110625	50,30	58,38	45,84	5860	3354	5615
30	97657	50,03	56,68	45,85	5279	2993	4927
31	109778	51,21	64,90	39,12	6357	2415	5811

Tabela 5.2 - Resultados do Mercado Diário - Janeiro 2011 - Lado Espanhol.

Mercado Diário- Lado Espanhol							
Dia	Energia Total	Preço médio arit.	Preço Máx.	Preço Min.	Energia Máx. horária	Energia Min. horária	Total Negociado
	MWh	€/MWh	€/MWh	€/MWh	MWh	MWh	k€
1	387275	46,19	55,40	38,48	20555	11286	18099
2	438410	43,76	65,74	24,00	23730	12943	19833
3	547195	45,44	65,03	19,13	28280	14930	26285
4	555838	45,59	55,02	31,21	28488	14512	26036
5	534605	35,35	49,16	17,07	25939	16365	19530
6	521763	21,02	48,55	0	25726	18151	11614
7	522543	16,16	38,35	0	24771	17305	8890
8	530731	21,31	85,50	0	24770	20657	11635
9	484212	41,32	91,01	12,25	23138	15770	20590
10	555629	41,18	55,04	15,69	28282	15236	24025
11	607778	32,65	89,00	0,13	28914	20405	21072
12	606951	36,19	89,00	2,00	29057	20910	23085
13	577668	42,47	65,00	17,07	28744	17345	25583
14	574895	43,50	58,52	17,07	28387	17449	26047
15	513345	47,57	79,07	37,39	25645	16265	24965
16	489756	43,83	85,00	30,80	25197	15997	22043
17	585234	45,60	75,00	15,00	29545	16667	28168
18	584441	46,82	54,78	36,00	29428	16791	27942
19	598679	46,54	60,00	29,69	29853	17516	28691
20	595874	43,15	50,25	29,59	29885	17084	26104
21	636998	36,70	54,71	5,00	30131	21203	24201
22	570234	33,18	51,00	10,00	27946	18629	19380
23	537562	42,99	57,78	27,08	27188	17755	23713
24	630861	37,53	55,00	3,00	31764	18527	25464
25	630862	42,37	55,01	19,13	31012	18971	27916
26	631005	49,00	80,02	32,96	31102	18382	31849
27	619539	49,07	56,18	38,87	30272	17659	30967
28	653367	48,84	58,28	36,60	31483	19458	32536
29	592815	50,30	58,38	45,84	28568	20035	29991
30	544420	50,03	56,68	45,85	27098	17700	27393
31	654034	51,21	64,90	39,12	31667	19987	34075

Pela análise dos resultados obtidos nas duas áreas de operação que constituem o MIBEL, podem-se retirar algumas conclusões. Estas mesmas conclusões serão apresentadas de seguida, aquando da análise pormenorizada de cada grandeza.

5.2.2 - Energia Contratada

A energia contratada diz respeito à energia que é adquirida, no mercado diário, de modo a suprir as necessidades do sistema elétrico de energia.

Na Figura 5.1 pode-se observar a evolução diária da energia contratada. De notar que a energia contratada, em cada dia, corresponde ao somatório da energia contratada em cada hora desse mesmo dia.

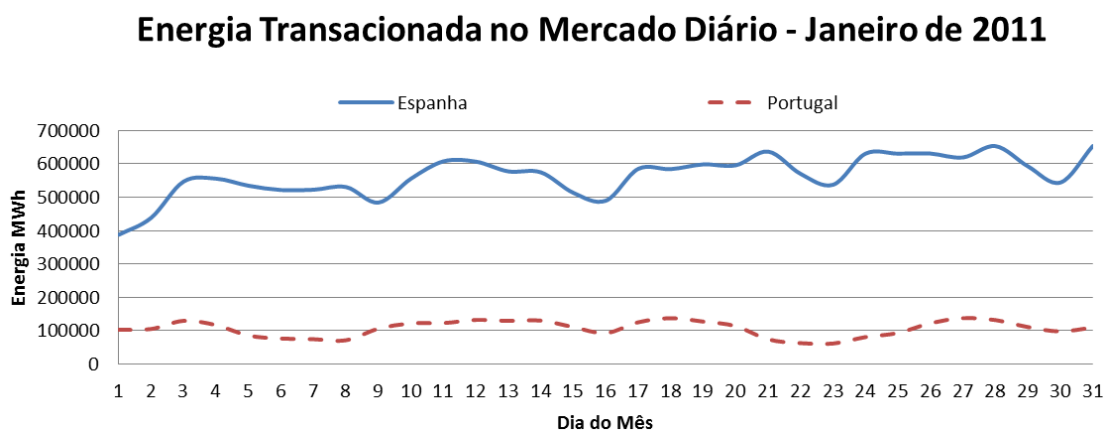


Figura 5.1 - Energia contratada no Mercado Diário em Portugal e Espanha - Janeiro de 2011.

No lado Espanhol, verifica-se que, para cada dia do mês de Janeiro, a energia elétrica contratada foi muito superior à energia contratada no lado Português. Esta diferença deve-se, principalmente, ao facto de o número de consumidores existentes no lado Espanhol ser muito maior do que o número de consumidores no lado Português. Uma outra razão para esta diferença está relacionada com as maiores necessidades energéticas existentes no lado Espanhol, em relação ao lado Português. Estas necessidades traduzem-se num consumo *per capita* mais elevado

Por outro lado, verifica-se que a energia contratada durante os feriados (dia 1 de Janeiro e, apenas no lado Espanhol, dia 6 de Janeiro) e durante os fins de semana foi menor do que nos dias de semana, nos quais, toda a indústria está a laborar e, portanto, as necessidades energéticas são maiores.

Na Tabela 5.3 são apresentados os valores totais de energia contratada, durante o mês de Janeiro de 2011, no lado Português, Espanhol e ainda no MIBEL.

Tabela 5.3 - Energia total contratada no Mercado Diário - Janeiro de 2011.

	Energia Total (GWh)
Lado Português	3288,83
Lado Espanhol	17514,52
MIBEL	20803,35

Tal como se pode verificar, a energia contratada em Janeiro de 2011, no lado Espanhol, foi cerca de 5 vezes superior à energia contratada durante esse mesmo mês, no lado Português.

Na Tabela 5.4 são indicados em dias em que ocorreram os valores máximos e os valores mínimos de energia contratada, em cada lado de operação do MIBEL e no próprio MIBEL.

Tabela 5.4 - Energia diária total contratada no Mercado Diário - Janeiro de 2011.

Contratação Diária				
	Mínimo		Máximo	
	MWh	Dia	MWh	Dia
Lado Português	61330	23 (Dom)	137386	18 (Ter)
Lado Espanhol	387275	01 (Sáb)	654034	31 (Seg)
MIBEL	489770	01 (Sáb)	785122	28 (Sex)

Pela tabela anterior verifica-se que no mês de Janeiro de 2011, o dia no qual se verificou o valor mínimo de energia contratada, no lado Espanhol e no MIBEL, foi o feriado do dia 1 de Janeiro, enquanto esse mesmo dia, no lado Português, ocorreu a um Domingo. Por outro lado e tal como mencionado anteriormente, foi durante um dia da semana que se verificou um valor máximo para a energia contratada, quer no MIBEL, quer no lado Português quer no lado Espanhol.

Em termos horários, os valores de energia máxima e mínima contratada, para cada dia do mês de Janeiro de 2011 e nas duas áreas de operação, são os apresentados no gráfico da Figura 5.2.

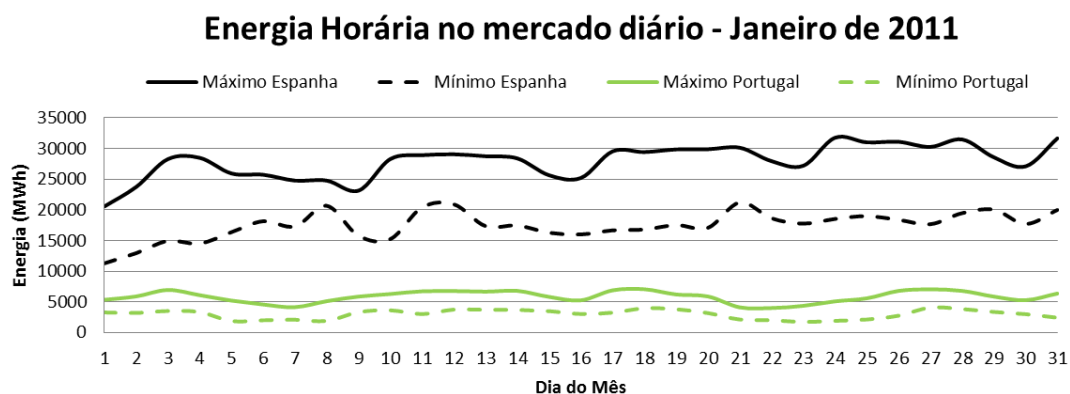


Figura 5.2 - Valores máximos e mínimos de energia diária contratada no Mercado Diário - Janeiro de 2011.

Mais uma vez, pode-se verificar a diferença de magnitude dos dois lados que constituem o MIBEL e ainda a diferença na quantidade de energia contratada durante os fins de semana, quando comparado com os dias de semana.

Na Tabela 5.5 estão indicados os valores máximos e os valores mínimos horários de energia contratada no Mercado Diário, durante o mês em análise.

Tabela 5.5 - Valores máximos e mínimos horários de energia contratada no Mercado Diário - Janeiro de 2011.

Contratação Horária						
	Mínimo			Máximo		
	MWh	Dia	Hora	MWh	Dia	Hora
Lado Português	1724	23 (Dom)	4	7056	18 (Ter)	21
Lado Espanhol	11286	01 (Sáb)	6	31764	24 (Seg)	22
MIBEL	14608	01 (Sáb)	6	37946	28 (Sex)	13

Nesta tabela pode-se verificar que o valor mínimo de energia contratada, neste mês, verificou-se durante a madrugada, altura na qual as necessidades energéticas são inferiores. Por outro lado, o valor máximo de energia contratada verificou-se durante a hora de jantar no lado Português e no lado Espanhol e durante a hora de almoço no MIBEL.

5.2.3 - Preço no Mercado Diário

O preço de Mercado Diário corresponde ao preço a que é despachada a última central a entrar em serviço. No gráfico da Figura 5.3 está representada a evolução deste preço, nomeadamente o seu valor mínimo, médio e máximo diário no Mercado Diário, para o mês em análise.

Preços do Mercado Diário - Janeiro de 2011

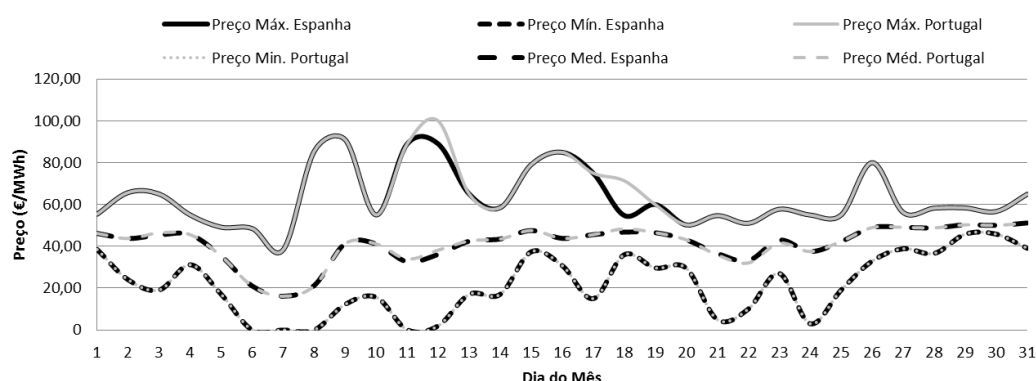


Figura 5.3 - Evolução dos preços médios, máximos e mínimos no Mercado Diário no lado Português e no lado Espanhol - Janeiro de 2011.

Pela análise deste gráfico é perfeitamente perceptível que o preço médio do lado Português foi praticamente igual ao preço médio do lado Espanhol. Isto significa que o mecanismo do *Market Splitting* foi poucas vezes utilizado ao longo deste mês. Contudo, este facto será evidenciado mais adiante nesta análise.

Os preços médios aritméticos do lado Português e do lado Espanhol são os indicados na Tabela 5.6.

Tabela 5.6 - Preços médios aritméticos no Mercado Diário no lado Português e no lado Espanhol - Janeiro de 2011.

	Lado Espanhol		Lado Português	
	Preço	Dia	Preço	Dia
Preço Méd. Máx	51,21	31 (Seg)	51,21	31 (Seg)
Preço Méd. Mín	16,16	7 (Sex)	16,16	7 (Sex)
Preço Méd. Arit.	41,19		41,26	

Por estes dados verifica-se que, em média, os preços foram praticamente iguais dos dois lados, o que mais uma vez comprova o bom funcionamento do MIBEL como Mercado único. Por outro lado, o facto de o preço do lado Português ter sido ligeiramente superior ao preço do lado Espanhol, significa que ocorreram congestionamentos mais severos no sentido de Espanha para Portugal.

Os preços máximos e mínimos obtidos em cada área podem ser consultados na Tabela 5.7. De notar que existiram mais ocasiões nas quais o preço foi nulo, nomeadamente no dia 6 e 7 de Janeiro. Contudo, foi no dia 8 de Janeiro que se verificou o maior número de horas com preço nulo, daí só esse dia constar na Tabela apresentada de seguida. Relativamente ao preço máximo, mais uma vez verifica-se que ocorreu a horas nas quais as necessidades energéticas são mais elevadas.

Tabela 5.7 - Preços máximos e mínimos obtidos, no Mercado Diário, no lado Português e no lado Espanhol - Janeiro de 2011.

€/MWh	Lado Espanhol	Hora	Dia	Lado Português	Hora	Dia
Preço Máx.	91,01	22	9 (Dom)	100,00	21	12 (Qua)
Preço Min.	0,00	3 a 8	8 (Sáb)	0,00	3 a 8	8 (Sáb)

A evolução do preço horário, verificado no Mercado Diário, ao longo do mês de Janeiro de 2011, no lado Português e no lado Espanhol é apresentada no gráfico da Figura 5.4.

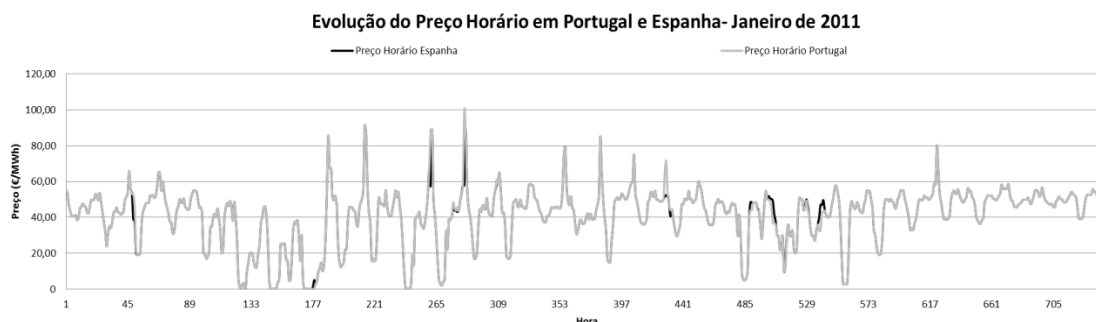


Figura 5.4 - Evolução horário do preço do Mercado Diário no lado Português e no lado Espanhol - Janeiro de 2011.

Tal como mencionado anteriormente, através desta Figura é possível verificar que o mecanismo de *Market Splitting* não foi muito utilizado ao longo deste mês. Na verdade, a diferença de preços entre o lado Português e o lado Espanhol foi, em média, de cerca de 0,08 €/MWh.

Na Figura 5.5 é possível visualizar o gráfico com a evolução dos preços médios diários, no vazio e fora do vazio. De notar que são consideradas horas de vazio, o conjunto horário compreendido entre a hora 1 e a hora 7, enquanto as horas fora de vazio correspondem ao restante conjunto horário, nomeadamente, da hora 8 à hora 24.



Figura 5.5 - Evolução dos preços no Mercado Diário no vazio e fora do vazio - Janeiro de 2011.

Pelo gráfico da Figura 5.5, pode-se verificar que a evolução dos preços nas horas de vazio e fora das horas de vazio, no lado Português e no lado Espanhol, foi em tudo idêntico, o que mais uma vez reforça a ideia de que não foi necessário recorrer, frequentemente, ao mecanismo de *Market Splitting*.

Por outro lado, verifica-se que, em quase todos os dias, o preço nas horas de vazio foi inferior ao preço nas horas fora do vazio. As únicas exceções verificaram-se no dia 22 e no dia 30 do mês de Janeiro do ano de 2011. De facto, é normal o preço nas horas de vazio ser inferior ao preço fora das horas de vazio pois nas horas de vazio a procura é menor e, como tal, as curvas das ofertas e das procuras interseitam-se num valor menos elevado.

Na Tabela 5.8 pode-se verificar o preço máximo e mínimo, obtido tanto nas horas de vazio como fora das horas de vazio, nas duas áreas do MIBEL.

Tabela 5.8 - Preço mínimo e máximo nas horas de vazio e fora das horas de vazio - Janeiro de 2011.

€/MWh	Vazio (1-7h)		Fora de Vazio (8-24h)	
	Mínimo	Máximo	Mínimo	Máximo
Lado Português	0,00	58,38	0,00	100,00
Lado Espanhol	0,00	58,38	0,00	91,01

Tal como se pode verificar, o preço mínimo obtido nas horas de vazio e nas horas fora de vazio, foi nulo. Por outro lado, pode-se ainda verificar que, tal como referido anteriormente e de modo geral, os preços máximos nas horas fora de vazio foram superiores aos preços máximos registados nas horas de vazio. Para realçar ainda mais este facto, foi efetuada uma análise aos preços horários verificados ao longo da semana compreendida entre o dia 3 e o dia 9 do mês em análise. Os resultados podem ser visualizados na Figura 5.6.

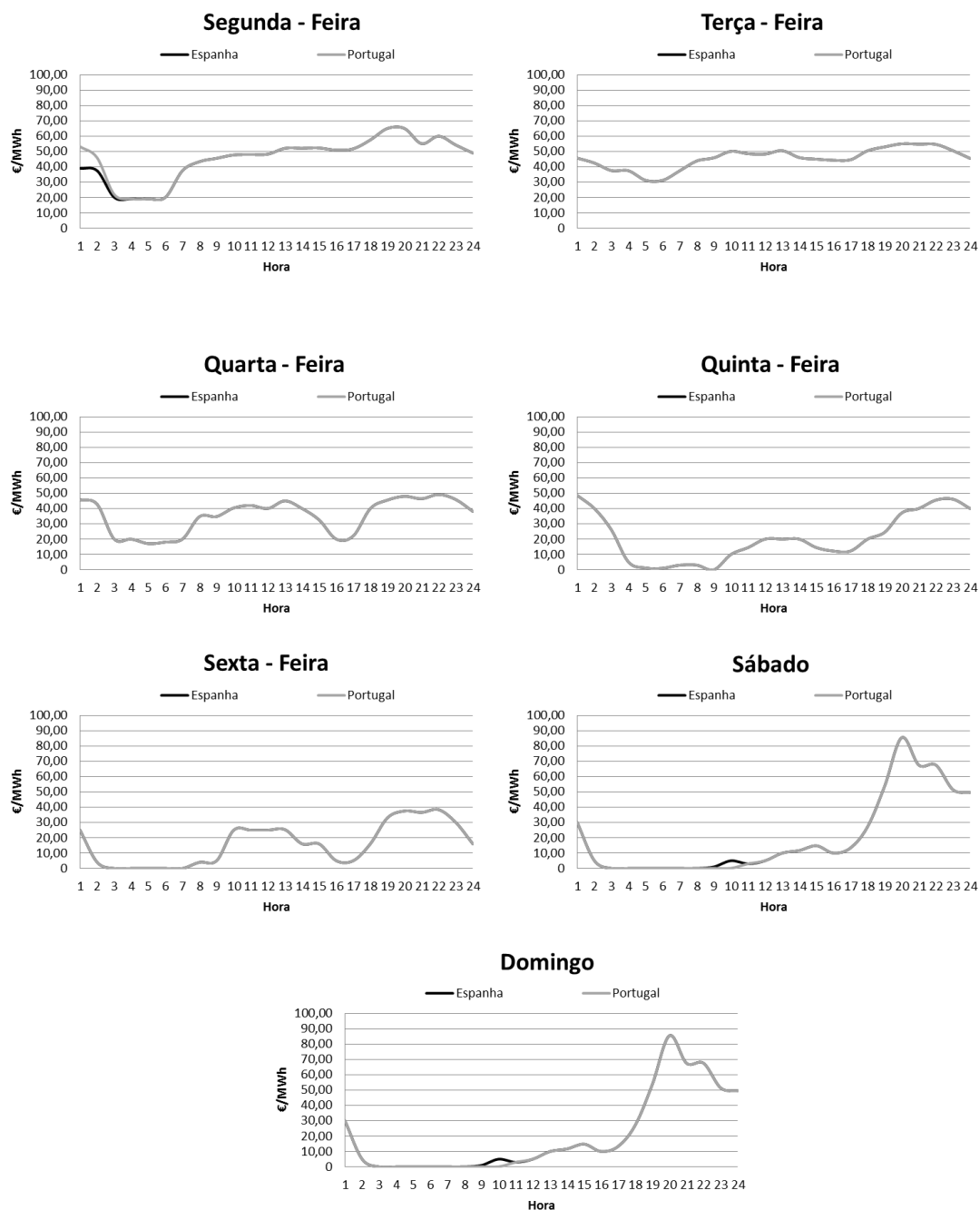


Figura 5.6 - Evolução do preço de Mercado para cada hora da semana de 3 a 9 de Janeiro de 2011, em ambas as áreas de operação.

Pela análise da Figura anterior, pode-se verificar que o preço de Mercado foi idêntico nas duas áreas de operação e que, tal como expectável, o preço nas horas de vazio foi bastante inferior ao preço nas horas fora de vazio.

5.2.4 - Volume Económico Transacionado

A Figura 5.7 apresenta um gráfico em que se pode verificar o volume económico transacionado ao longo do mês em análise. O volume económico diário corresponde ao somatório do volume efetuado em cada hora e este é obtido através da multiplicação do preço de mercado pela energia contratada, nessa mesma hora.

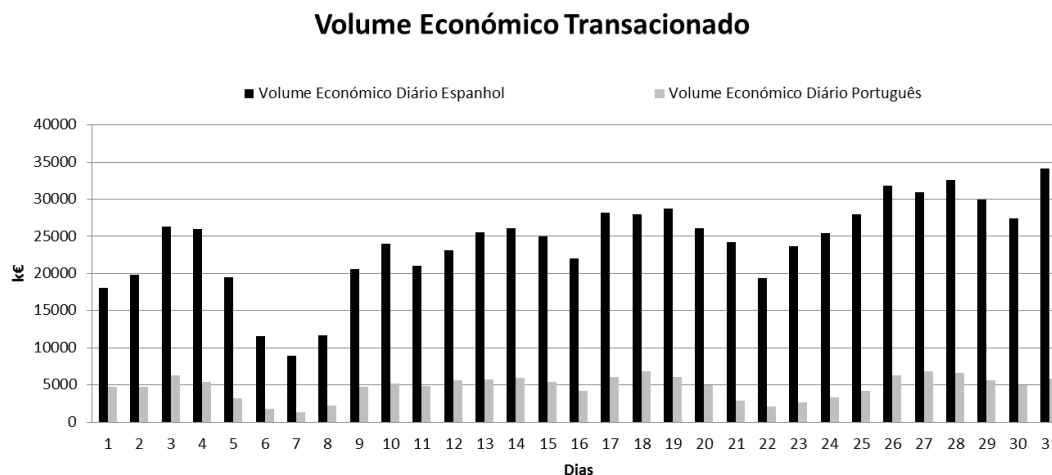


Figura 5.7 - Volume económico transacionado no lado Português e no lado Espanhol - Janeiro de 2011.

Pela figura anterior, salta à vista a diferença de volume entre o lado Português e o lado Espanhol. De facto, este último apresenta um volume muito maior do que o volume obtido no lado Português devido, essencialmente, ao maior número de consumidores existentes no lado Espanhol. Por outro lado, verifica-se que o volume económico nos dias 6, 7 e 8 de Janeiro foi substancialmente inferior ao obtido nos restantes dias deste mês. Na verdade, e tal como se constatou anteriormente, foram estes os únicos dias nos quais o preço de Mercado foi nulo, o que levou a uma diminuição do preço médio diário.

A Tabela 5.9 apresenta o volume económico total obtido no mês de Janeiro e ainda os valores mínimos e máximos verificados durante esse mês.

Tabela 5.9 - Volume económico transacionado no lado Português e no lado Espanhol - Janeiro de 2011.

k€	Total	Mínimo Mensal	Máximo Mensal
Lado Português	146718	0	676
Lado Espanhol	747722	0	2586

O facto de terem existido horas nas quais o preço de Mercado foi nulo, explica o volume económico nulo obtido nas duas áreas do MIBEL.

5.2.5 - Market Splitting

A técnica aplicada desde 1 de Julho de 2007 na gestão das interligações Portugal-Espanha consiste num mecanismo de separação de mercados - *Market Splitting* - no horizonte diário, que permite efetuar a alocação da capacidade disponível de forma segura. Os congestionamentos existentes após a programação e alocação da capacidade em mercado são resolvidos através de ações coordenadas de balanço entre ambos os TSO.

Quando ocorre esta separação dos mercados, o preço em cada uma das áreas passa a ser diferente. Se, por exemplo, ocorrer um congestionamento no sentido de Portugal para Espanha, o preço em Espanha irá aumentar pois é necessário colocar em serviço uma central que tinha ficado à direita do ponto de interseção das curvas de oferta e de procura.

Durante o mês em análise, este mecanismo foi aplicado em 4,84% do tempo, o que corresponde a 36 horas das 744 que constituem o mês de Janeiro.

A Figura 5.8 apresenta um gráfico em que se apresentam as diferenças de preço entre o lado Espanhol e o lado Português. Assim quando esta diferença é nula, significa que não há diferença de preços e, como tal, não foi utilizado este mecanismo. Por outro lado, quando a diferença é positiva, significa que o preço no Mercado Diário do lado Espanhol é mais elevado do que o preço no lado Português e, como tal, existe um congestionamento no sentido de Portugal para Espanha.

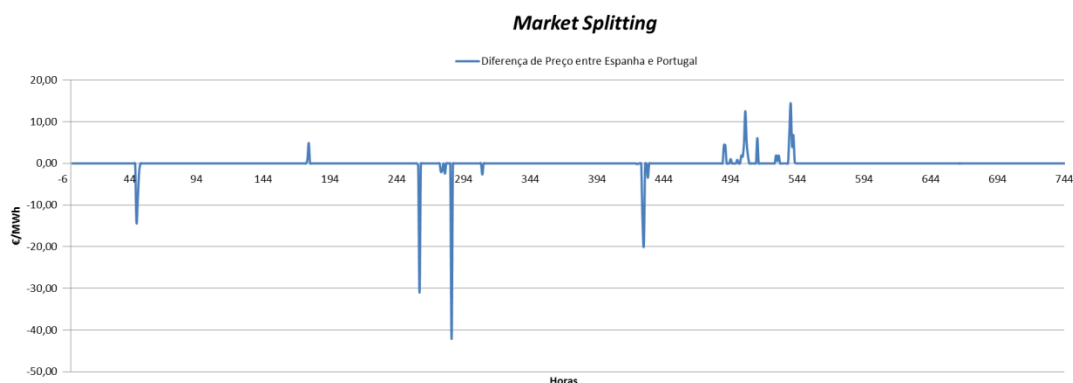


Figura 5.8 - Evolução horária da diferença de preços entre o lado Português e o lado Espanhol.

Na tabela apresentada de seguida, estão indicadas as percentagens de tempo nas quais foi necessário recorrer ao *Market Splitting*, em ambos os sentidos da interligação. É ainda indicado o dia e a hora em que se verificou a maior diferença de preço entre os dois lados.

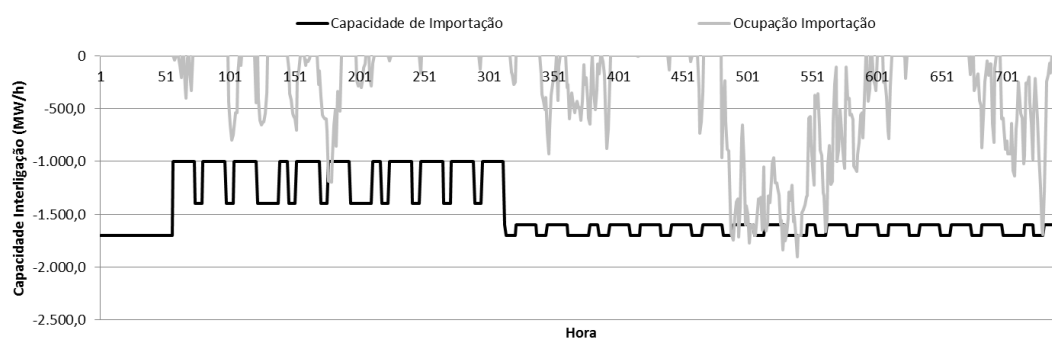
Tabela 5.10 - Percentagem de tempo na qual se utilizou o *Market Splitting* e dia e hora em que tal ocorreu no MIBEL - Janeiro de 2011.

Sentido Congestionamento	Percentagem	Maior Diferença (€/MWh)	Dia	Hora
Portugal -> Espanha	2,96%	14,42	23	11
Espanha -> Portugal	1,88%	42,13	12	21
Total	4,84%			

Tal como referido anteriormente, o mecanismo de *Market Splitting* é utilizado em situações nas quais o limite técnico das linhas de interligação entre as duas áreas de operação é atingido.

Nos gráficos apresentados na Figura 5.9 e na Figura 5.10 está representada a evolução horária da capacidade da interligação e a sua ocupação, em ambos os sentidos.

Capacidade e Ocupação das Interligações

**Figura 5.9** - Evolução horária da capacidade e respetiva ocupação das interligações no sentido de Portugal para Espanha - Janeiro de 2011.

O gráfico da Figura 5.9 diz respeito à capacidade de importação. De notar que o país importador é Espanha, pelo que o trânsito ocorre no sentido de Portugal para Espanha. Assim, quando a capacidade iguala a ocupação, é necessário ativar o mecanismo de *Market Splitting* o que faz com que o preço em Espanha aumente pela razão explicada anteriormente. A título de exemplo, pode-se verificar que por volta da hora 170, a ocupação da interligação aproxima-se da sua capacidade. Atentando na Figura 5.8, verifica-se que, nessa mesma hora, a diferença de preço entre Portugal e Espanha foi positiva, o que significa que o preço em Espanha aumentou.

A Figura 5.10 diz respeito à capacidade de exportação, pelo que trata o trânsito no sentido de Espanha para Portugal.

Capacidade e Ocupação das Interligações

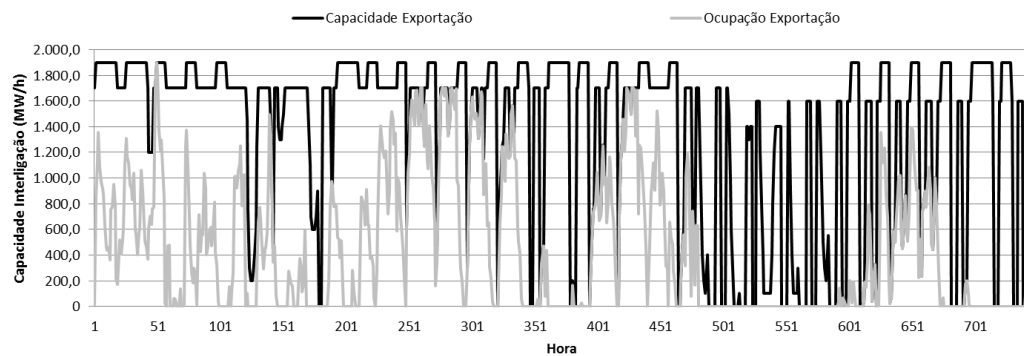


Figura 5.10 - Evolução horária da capacidade e respetiva ocupação das interligações no sentido de Espanha para Portugal - Janeiro de 2011.

A interpretação deste gráfico é em tudo idêntica à do gráfico da Figura 5.9. Neste caso, quando é necessário ativar o mecanismo de *Market Splitting* é o preço do lado Português que aumenta face ao congestionamento de Espanha para Portugal. Este congestionamento traduz-se por uma diferença negativa no gráfico da Figura 5.8.

Na Figura 5.11 e de modo a confirmar o que foi referido anteriormente, apresenta-se uma relação entre a capacidade e a ocupação das interligações e ainda entre estas duas grandezas e o mecanismo de *Market Splitting*.

Relação entre a capacidade livre de importação e de exportação, com o *Market Splitting*

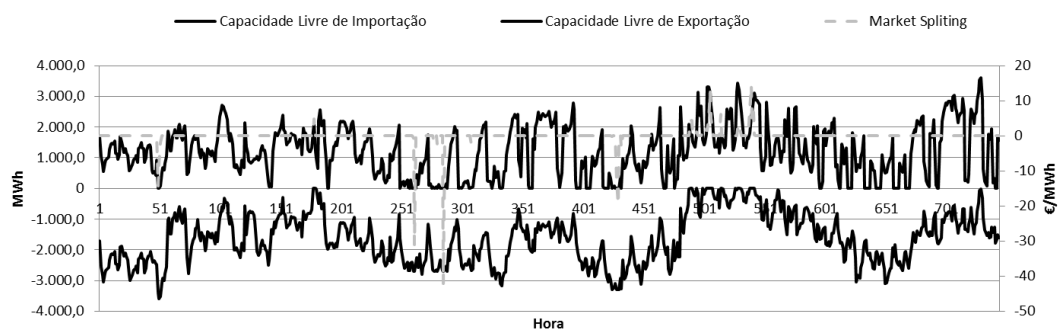


Figura 5.11 - Relação entre a capacidade de importação e exportação com a aplicação do *Market Splitting* - Janeiro de 2011.

Pela análise desta Figura constata-se o que já foi referido anteriormente. Quando a capacidade livre de importação é nula, significa que há uma situação de congestionamento no sentido de Portugal para Espanha, o que faz com que o preço do lado Espanhol aumente. Assim, concluiu-se que consoante o sentido em que se verificar o congestionamento, o preço será superior no país importador e inferior no país exportador.

5.2.6 - Tecnologias

5.2.6.1- Tecnologias a Mercado

As tecnologias dizem respeito à proveniência da energia que vai a Mercado. Tal como referido anteriormente, a regulamentação em Portugal e em Espanha é ligeiramente diferente no que à produção em regime especial diz respeito. Em Portugal, ao contrário de Espanha, as PRE não vão a Mercado. Por outro lado, em Espanha há energia proveniente da tecnologia nuclear enquanto em Portugal não. Claro que, se se analisar uma fatura de eletricidade relativa a uma habitação em Portugal, é possível visualizar que alguma energia consumida é proveniente da energia nuclear, pois existem interligações com Espanha que permitem que o MIBEL funcione como um mercado único que interliga dois países distintos.

Na Figura 5.12 e na Figura 5.13 são apresentadas as tecnologias presentes no Mercado do lado Português e do lado Espanhol, ao longo do mês de Janeiro de 2011.

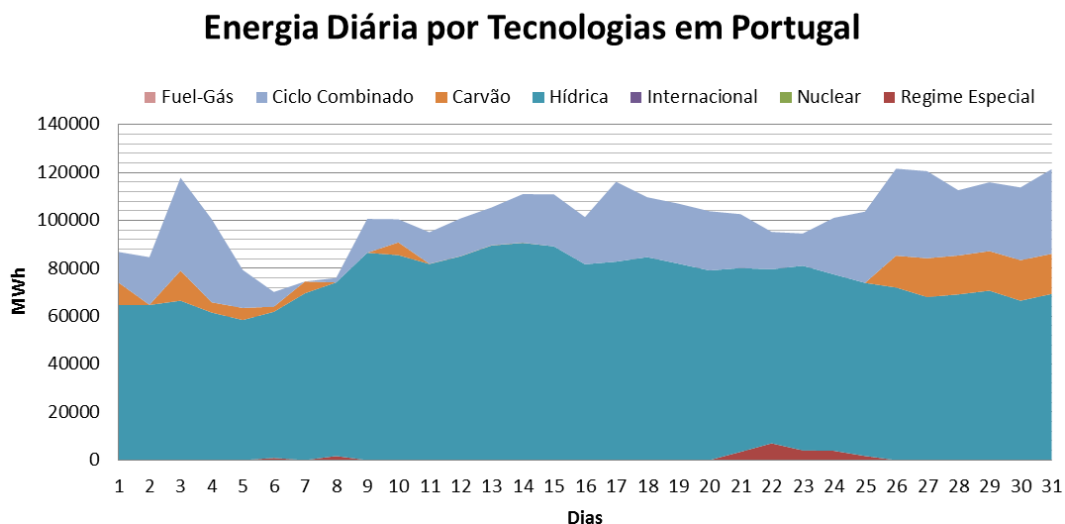


Figura 5.12 - Energia diária, por tecnologia, que vai a Mercado do lado Português - Janeiro 2011.

Energia Diária por Tecnologias em Espanha

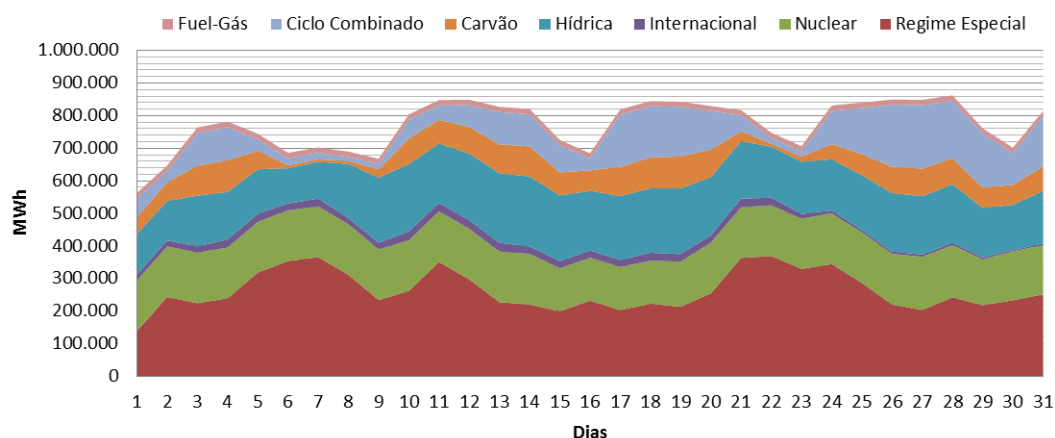


Figura 5.13 - Energia diária, por tecnologia, que vai a Mercado do lado Espanhol - Janeiro 2011.

Pela análise destes dois gráficos é possível retirar algumas conclusões acerca das tecnologias presentes no mercado em Portugal e em Espanha. As importações de Marrocos e de França e as tecnologias nuclear e fuel-gás não constam nas tecnologias utilizadas no Mercado Português, no mês de Janeiro de 2011. A tecnologia nuclear não tem expressão em Portugal pois no nosso país não existem centrais que utilizem esta tecnologia. Relativamente à tecnologia fuel-gás e à energia designada como internacional, a primeira deixou de ser utilizada em Portugal e a segunda não foi utilizada durante este mês, mas obviamente existirão meses em que foi necessário a sua utilização. De notar que a tecnologia designada por Internacional diz respeito à importação cuja proveniência é exterior ao MIBEL, nomeadamente, às interligações de Espanha com França e de Espanha com Marrocos. A importação proveniente de Espanha é visível na energia que utiliza como tecnologia as PRE's pois, em Portugal e tal como mencionado anteriormente, estas não vão a Mercado pois são abrangidas por legislação própria.

As tecnologias que foram a Mercado, no lado Espanhol, são mais diversificadas pois este país utiliza a energia nuclear e a energia proveniente das centrais a fuel-gás. Por outro lado, a energia proveniente das PRE's vai a Mercado e, tal como se pode verificar, teve grande impacto neste mês.

A Tabela 5.11 apresenta a contribuição de cada tecnologia, em relação à energia transacionada no Mercado Diário.

Tabela 5.11 - Contribuição de cada tecnologia no Mercado Diário no lado Português e no lado Espanhol - Janeiro de 2011.

	Lado Português		Lado Espanhol	
	MWh	Percentagem	MWh	Percentagem
Regime Especial	22,56	0,72%	8181,31	34,19%
Nuclear	0,00	0,00%	4699,07	19,64%
Internacional	0,00	0,00%	565,51	2,36%
Hídrica	2325,03	73,70%	5261,09	21,99%
Carvão	140,00	4,44%	1932,20	8,08%
Ciclo Combinado	667,12	21,15%	2781,23	11,62%
Fuel-Gás	0,00	0,00%	505,22	2,11%
Total	3154,71	100,00%	23925,64	100,00%

No lado Português e neste mês de Janeiro, a tabela anterior permite verificar que a tecnologia que mais relevo teve face à energia transacionada no Mercado Diário foi a tecnologia hídrica, com uma contribuição de quase 75%. A tecnologia que maior relevo teve, depois da hídrica, foi a de ciclo combinado com cerca de 21%. Já no lado Espanhol, verifica-se que a tecnologia que mais importância teve foi a PRE, com cerca de 34%, seguindo-se a hídrica e a nuclear com aproximadamente 22% e 20%, respetivamente. Assim, pode-se concluir que neste mês de Janeiro, houve uma repartição de importância da tecnologia, no lado Espanhol, enquanto no lado Português, foi a hídrica que teve mais relevância.

De acordo com os boletins climatológicos disponibilizados em [44], o mês de Janeiro de 2011 foi um mês normal em termos de precipitação, tendo-se verificado um desvio de -14,5 mm em relação aos valores médios de 1971-2000. A explicação encontrada para que, tendo em conta este desvio, a energia hídrica tenha tido um papel preponderante poderá estar relacionada com o facto de diversas centrais hidrelétricas serem de albufeira. Durante o mês de Dezembro de 2010 o valor médio mensal de precipitação foi superior ao valor normal de 1971-2000, pelo que as centrais com capacidade de armazenamento poderão ter armazenado este excedente de água, com o intuito de o utilizar posteriormente.

5.2.6.2- Tecnologias que marcaram o preço marginal no Mercado Diário

As principais tecnologias que marcaram o preço no Mercado Diário, em ambas as áreas do MIBEL, podem ser visualizadas na Tabela 5.12 e na Tabela 5.13. Nestas são indicadas o número que horas em que cada uma definiu o preço no Mercado Diário, para cada dia do mês de Janeiro do ano de 2011. A tecnologia que marca o preço de mercado corresponde à tecnologia cuja proposta foi a última a ser aceite, em cada hora, no Mercado Diário.

Tabela 5.12 - Número de horas de cada dia em que cada tecnologia marcou o preço no Mercado Diário em Portugal - Janeiro de 2011.

Dia	Bombagem	Hídrica	Importações Inter.	Regime Especial	Térmica C.C	Térmicas Convencional	Import. de Espanha
1	1	14	1	0	5	5	0
2	2	10	5	0	2	5	0
3	6	8	0	2	6	2	0
4	8	5	0	2	8	1	0
5	5	15	1	3	2	4	0
6	3	14	6	7	4	1	0
7	2	21	5	8	6	5	0
8	6	14	7	10	6	6	0
9	2	9	4	0	8	2	0
10	13	8	1	1	2	0	0
11	6	14	0	3	3	2	0
12	3	10	0	3	8	1	0
13	5	9	0	1	8	2	0
14	8	10	0	4	11	1	0
15	2	9	1	1	8	6	0
16	4	8	0	1	10	3	0
17	5	11	0	0	9	0	0
18	4	6	1	5	11	2	0
19	5	6	1	7	10	1	0
20	5	9	0	0	9	2	0
21	2	15	0	1	8	1	0
22	2	12	3	1	10	0	0
23	2	16	3	0	3	0	0
24	3	8	0	4	14	4	0
25	1	10	0	3	12	3	0
26	3	14	0	1	8	1	0
27	5	10	1	1	6	4	0
28	3	8	0	0	11	3	0
29	7	3	0	0	8	7	0
30	4	9	0	3	6	9	0
31	7	8	0	0	8	1	0

Tabela 5.13 - Número de horas de cada dia em que cada tecnologia marcou o preço no Mercado Diário em Espanha - Janeiro de 2011.

Dia	Bombagem	Hídrica	Importações Inter.	Regime Especial	Térmica C.C	Térmicas Convencional	Import. de Portugal
1	1	14	1	0	5	5	0
2	2	10	5	0	2	5	0
3	6	8	0	2	6	2	0
4	8	5	0	2	8	1	0
5	5	15	1	3	2	4	0
6	3	14	6	7	4	1	0
7	2	21	5	8	6	5	0
8	6	16	7	9	6	6	0
9	2	9	4	0	8	2	0
10	13	8	1	1	2	0	0
11	6	12	1	4	3	2	0
12	3	9	0	3	6	4	0
13	5	9	1	1	7	2	0
14	8	10	0	4	11	1	0
15	2	9	1	1	8	6	0
16	4	8	0	1	10	3	0
17	5	11	0	0	9	0	0
18	7	6	1	5	8	2	0
19	5	6	1	7	10	1	0
20	5	9	0	0	9	2	0
21	7	14	0	1	3	2	0
22	3	13	3	1	8	0	0
23	2	17	4	0	2	0	0
24	3	8	0	4	14	4	0
25	1	10	0	3	12	3	0
26	3	14	0	1	8	1	0
27	5	10	1	1	6	4	0
28	3	8	0	0	11	3	0
29	7	3	0	0	8	7	0
30	4	9	0	3	6	9	0
31	7	8	0	0	8	1	0

Atentando aos valores presentes nas tabelas anteriores, é possível tecer alguns comentários acerca dos mesmos. Em Portugal, existem horas nas quais a tecnologia que marca o preço de mercado é o regime especial, o que significa que esta energia é proveniente de Espanha pois, tal como referido anteriormente, em Portugal esta energia não vai a mercado. Por outro lado, a coluna referente às importações internacionais diz respeito à energia proveniente das interligações entre Espanha e França e entre Espanha e Marrocos. Tanto em Portugal como em Espanha verifica-se que, na grande maioria dos dias, o somatório das horas que cada tecnologia marcou o preço de Mercado, excede as 24 horas do dia. Isto acontece porque, há horas em relação às quais existem propostas provenientes de diferentes centrais que possuem um preço igual. Ora quando estas são as últimas a serem aceites, existe mais do que uma tecnologia a marcar o preço de mercado.

Os valores presentes nas Tabelas anteriores indicam que, em Janeiro de 2011, em Portugal e em Espanha, foi predominantemente a tecnologia hídrica e a térmica de ciclo combinado que marcaram o preço no Mercado Diário. De salientar ainda a importância da bombagem ao longo deste mês. Os gráficos da Figura 5.14 e da Figura 5.15 apresentam, em percentagem, a importância de cada tecnologia na marcação do preço de mercado em Portugal e em Espanha, respetivamente.

Tecnologias que marcaram o preço do Mercado Diário em Portugal - Janeiro 2011

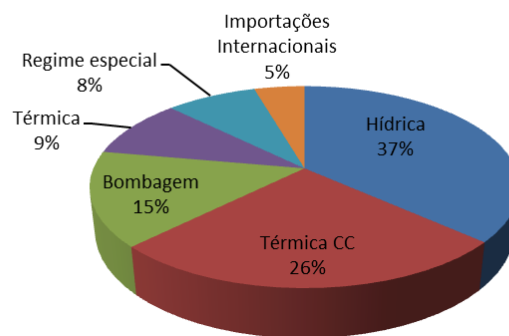


Figura 5.14 - Tecnologias que marcaram o preço do Mercado Diário em Portugal - Janeiro de 2011.

Tecnologias que marcaram o preço do Mercado Diário em Espanha - Janeiro 2011

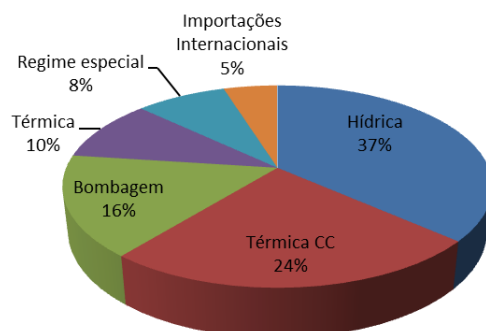


Figura 5.15 - Tecnologias que marcaram o preço do Mercado Diário em Espanha - Janeiro de 2011.

Pela análise dos gráficos das figuras anteriores pode-se constatar que, neste mês, as percentagens referentes às tecnologias que marcaram o preço no Mercado Diário em Portugal foram praticamente iguais às percentagens que marcaram o preço em Espanha. As tecnologias que mais vezes marcaram o preço de mercado foram a hídrica, a térmica de ciclo combinado e a bombagem.

As principais tecnologias que marcaram o preço de mercado, em cada hora do dia do mês de Janeiro de 2011, são as apresentadas na Tabela 5.14 e na Tabela 5.15 para Portugal e Espanha, respetivamente.

Tabela 5.14 - Número de dias para cada hora em que cada tecnologia marcou o preço no Mercado Diário em Portugal - Janeiro de 2011.

Hora	Bombagem	Hídrica	Importações Inter.	Regime Especial	Térmica C.C	Térmicas Convencional	Import. de Espanha
1	5	9	5	1	10	5	0
2	3	14	1	0	11	3	0
3	0	13	4	4	15	6	0
4	0	14	4	4	14	5	0
5	0	17	4	5	13	6	0
6	0	15	4	4	14	5	0
7	0	9	5	5	17	6	0
8	3	13	2	2	7	11	0
9	4	12	2	4	12	6	0
10	9	13	1	3	7	0	0
11	5	12	0	5	9	5	0
12	8	13	0	4	10	4	0
13	6	13	1	2	11	0	0
14	7	11	2	3	10	4	0
15	7	17	0	5	5	4	0
16	7	15	0	1	7	3	0
17	5	15	1	1	10	2	0
18	15	10	1	4	8	3	0
19	8	13	1	5	7	1	0
20	8	15	0	3	7	0	0
21	11	16	0	1	5	0	0
22	8	17	0	3	5	1	0
23	7	15	1	2	6	2	0
24	8	12	1	1	10	2	0

Tabela 5.15 - Número de dias para cada hora em que cada tecnologia marcou o preço no Mercado Diário em Espanha - Janeiro de 2011.

Hora	Bombagem	Hídrica	Importações Inter.	Regime Especial	Térmica C.C	Térmicas Convencional	Import. de Portugal
1	6	8	4	1	9	5	0
2	3	13	1	0	9	3	0
3	0	12	4	4	14	5	0
4	0	13	4	4	13	4	0
5	0	17	3	5	11	6	0
6	0	15	3	4	12	5	0
7	0	9	4	5	15	6	0
8	3	12	2	2	5	11	0
9	5	11	2	4	11	5	0
10	9	12	1	2	6	0	0
11	5	11	0	5	9	3	0
12	7	12	0	4	10	2	0
13	5	12	1	2	9	1	0
14	6	12	1	3	8	4	0
15	7	15	0	5	5	3	0
16	6	14	0	1	5	4	0
17	4	13	1	1	10	2	0
18	14	9	1	4	8	1	0
19	9	9	1	5	7	1	0
20	8	12	2	2	6	0	0
21	11	12	0	2	5	0	0
22	8	16	0	2	3	2	0
23	8	12	1	2	5	2	0
24	10	10	1	1	8	1	0

Analisando os dados presentes na Tabela 5.14 verifica-se que durante as horas de vazio, isto é entre a hora 1 e a hora 7, foi geralmente a hídrica e a térmica de ciclo combinado que mais vezes definiram o preço de mercado. Por outro lado, nas restantes horas, foi a hídrica, a bombagem e, mais uma vez, a térmica de ciclo combinado que mais vezes definiram o preço de mercado. De notar que, fora das horas de vazio, a hídrica foi a tecnologia que mais vezes marcou o preço de mercado com 232 horas contra as 136 da térmica de ciclo combinado que é a segunda tecnologia que marcou o preço de mercado num maior número de horas.

Em Espanha, as tecnologias que mais vezes definiram o preço de mercado seguiram a mesma tendência que em Portugal, tanto para as horas de vazio como para as restantes horas. Esta proximidade resulta do mecanismo de *Market Splitting* ter sido muito pouco utilizado, ao longo deste mês.

5.2.7 - Relação entre as Tecnologias e o Preço no Mercado Diário

Foi efetuada uma análise que relaciona o preço médio registado no Mercado Diário com a percentagem de produção diária de algumas tecnologias. As tecnologias escolhidas foram as três que tiveram mais impacto durante este mês. Assim, no lado Português foram escolhidas as tecnologias hídrica, ciclo combinado e carvão enquanto no lado Espanhol, foram escolhidas as tecnologias regime especial, hídrica e nuclear.

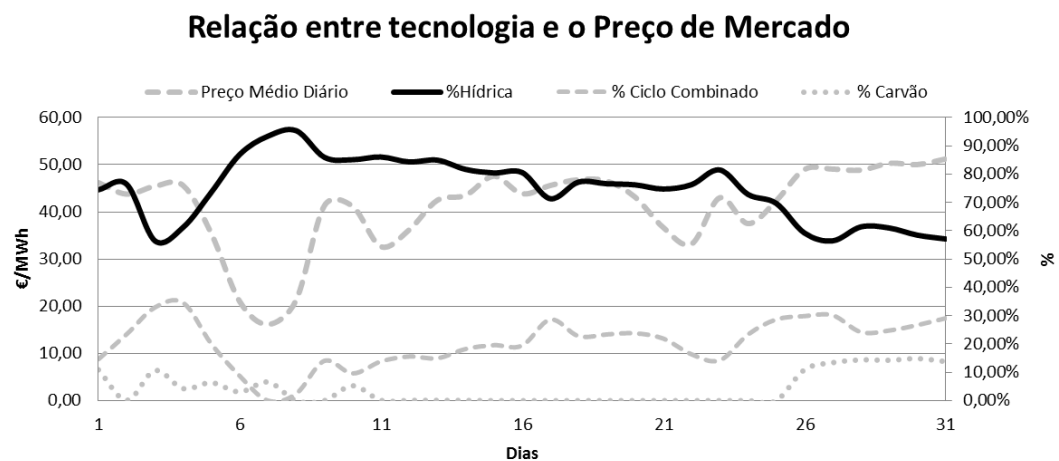


Figura 5.16 - Relação entre a tecnologia utilizada e o preço médio diário no Mercado Diário em Portugal - Janeiro de 2011.

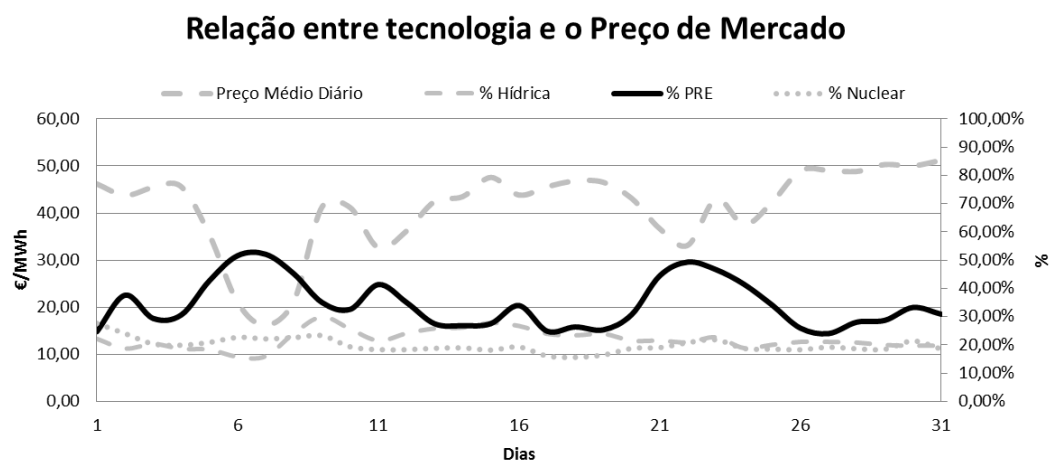


Figura 5.17 - Relação entre a tecnologia utilizada e o preço médio diário no Mercado Diário em Espanha - Janeiro de 2011.

Pela análise da Figura 5.16, verifica-se que existe uma forte relação entre o preço médio no Mercado Diário e a percentagem de hídrica verificada em cada dia, nesse mesmo Mercado.

Como se pode verificar, quando a percentagem de hídrica diminui, há uma tendência para que o preço verificado no Mercado Diário aumente. O contrário também se verifica, isto é, o aumento da percentagem de hídrica faz com que o preço médio no Mercado Diário diminua. Esta situação acontece pois esta tecnologia apresenta um custo de produção bastante baixo pelo que as propostas apresentadas por este tipo de centrais são quase sempre aceites, ficando à esquerda do ponto de interseção das curvas de oferta de compras e de vendas.

Por outro lado, a produção térmica de ciclo combinada apresentou uma correlação contrária à da hídrica. Na verdade, sempre que este tipo de centrais ganhou relevo, os preços médios no mercado seguiram esta tendência aumentando. Esta situação reflete o elevado custo de operação desta tecnologia quando comparada com a tecnologia hídrica.

Por seu turno, no lado Espanhol verifica-se que o preço médio no Mercado Diário se relaciona fortemente com a quantidade de energia proveniente da produção em regime especial. Assim, um aumento da percentagem desta tecnologia fez com que o preço médio no Mercado Diário diminuísse, enquanto uma diminuição dessa percentagem fez com que o preço aumentasse. Relativamente à energia hídrica e nuclear, verifica-se que não tiveram tanta importância na definição do preço médio ao longo deste mês.

De notar que, por esta análise, não se consegue avaliar o impacto das PRE no Mercado Diário do lado Português porque, tal como referido anteriormente, esta tecnologia não vai a Mercado em Portugal.

Assim, concluiu-se que as tecnologias presentes no Mercado Diário, nomeadamente aquelas que mais contribuem para a energia transacionada, influenciam fortemente o preço de fecho desse mercado.

5.3 - Mercado de Serviços de Sistema - Janeiro de 2011

Nesta secção irá efetuar-se a análise dos resultados dos mercados de Serviços de Sistema referentes às reservas secundária e terciária, em Portugal e em Espanha, durante o mês de Janeiro de 2011. Para cada uma destas reservas, irá analisar-se a evolução do preço e ainda a energia contratada nos mercados existentes para a contratação destes serviços.

5.3.1 - Reserva Secundária

Em Portugal, a contratação de reserva secundária e terciária é realizada em mercados criados para o efeito, desde Julho de 2007. Já em Espanha, os Serviços de Sistema sujeitos a mecanismos de mercado, nomeadamente, a reserva secundária, a reserva terciária, a gestão de desvios e a resolução de restrições técnicas encontram-se em funcionamento sob esta forma desde 1998, pelo que a experiência acumulada é maior.

Antes de passar à apresentação dos resultados referentes à reserva secundária, durante o mês de Janeiro de 2011, convém explicar como se processa a contratação desta mesma reserva e ainda como é determinado o preço da mesma, no lado Português.

Para cada hora de contratação os agentes produtores de cada área de balanço, apresentam propostas de venda. Por outro lado, para essas mesmas horas de contratação, o TSO especifica o requisito de banda de reserva de regulação secundária. De notar que, tal como referido anteriormente, este requisito decompõem-se em dois termos. Um deles diz respeito à reserva a subir e corresponde a 2/3 da banda especificada e o outro diz respeito à banda a descer e corresponde a 1/3 dessa mesma banda especificada.

Após especificar o requisito de banda secundária para cada hora do dia seguinte e depois de ordenar as propostas recebidas por ordem crescente, o TSO determina as propostas aceites interseccionando a curva agregada das propostas de venda com uma linha vertical correspondente ao valor especificado para a hora em análise. Desta interseção resulta o preço da banda de reserva de regulação secundária contratada. De acordo com os dados disponibilizados no *site* do TSO Português, verifica-se que, tal como seria de esperar, a banda contratada é sempre superior à necessidade de banda para cada hora de contratação e que as propostas enviadas por cada grupo gerador são sempre aceites na sua totalidade, pelo que a última proposta a ser aceite, é sempre despachada na íntegra.

5.3.1.1- Evolução do Preço da Banda de Reserva

O preço médio diário da banda de reserva secundária durante o mês de Janeiro de 2011, em Portugal e em Espanha, foi o apresentado no gráfico da Figura 5.18. De notar que este preço corresponde à média dos preços horários obtidos para o mercado referente à reserva secundária e que este preço horário corresponde, por seu turno, ao preço da última oferta que foi aceite.

Preço Médio Diário da Reserva Secundária

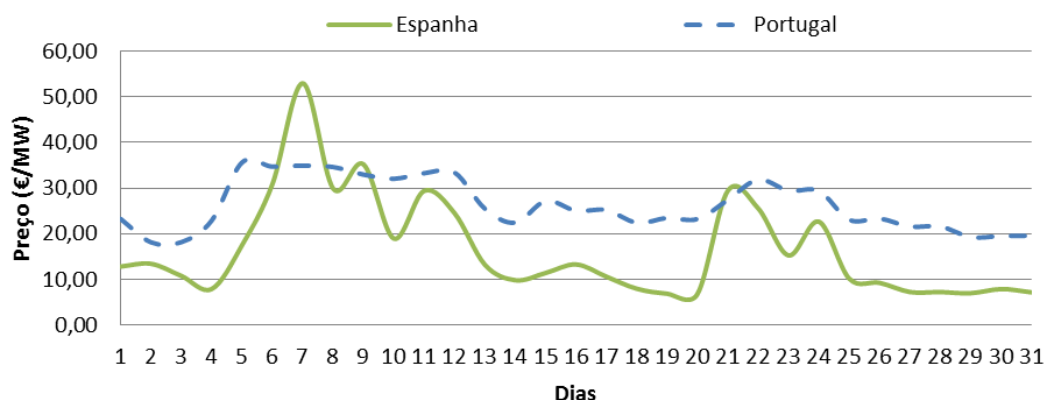


Figura 5.18 - Evolução do preço médio diário da banda de reserva secundária em Portugal e em Espanha - Janeiro de 2011.

Tal como se pode verificar, ao longo deste mês, o preço médio da banda de reserva secundária em Espanha foi quase sempre inferior ao preço médio verificado em Portugal. Uma possível explicação para este cenário pode estar relacionado com o facto do Mercado de Serviços de Sistema em Portugal ser relativamente recente e não se encontrar devidamente consolidado, quando comparado com o mesmo mercado mas em Espanha.

Na Tabela 5.16 estão registados os valores diários médios mais elevado e mais reduzido bem como o valor médio mensal do preço registado para a banda de reserva secundária, no lado Português e no lado Espanhol, durante o mês de Janeiro de 2011.

Tabela 5.16 - Valores diários médios mais elevado e mais reduzido e valor médio mensal do preço da banda de reserva secundária em Portugal e em Espanha - Janeiro de 2011.

	Lado - Português		Lado Espanhol	
€/MW	Preço	Dia	Preço	Dia
Máximo	35,61	5 (Qua)	52,97	7 (Sex)
Mínimo	18,11	2 (Dom)	6,78	20 (Qua)
Médio	26,25		16,53	

Pela análise dos valores presentes na tabela anterior, verifica-se que o preço médio verificado em Espanha, durante o mês de Janeiro, foi cerca de 10 €/MW inferior ao preço médio verificado em Portugal.

Em termos horários, os preços mínimo e máximo verificado durante o mês de Janeiro, no lado Português e no lado Espanhol, foram os apresentados na Tabela 5.17.

Tabela 5.17 - Preços máximos e mínimos obtidos, no mercado relativo à banda de reserva secundária, no lado Português e no lado Espanhol - Janeiro de 2011.

€/MW	Lado Espanhol	Hora	Dia	Lado Português	Hora	Dia
Preço Máx.	140,00	1,8	7 (Sex)	39,20	15-17	5 (Qua)
Preço Min.	3,79	15	4 (Ter)	18,06	8	27 (Qui)

Na Figura 5.19 é possível acompanhar a evolução do preço médio da reserva secundária, em Portugal e em Espanha, bem como a evolução do preço médio do Mercado Diário em Portugal, ao longo do mês de Janeiro de 2011.

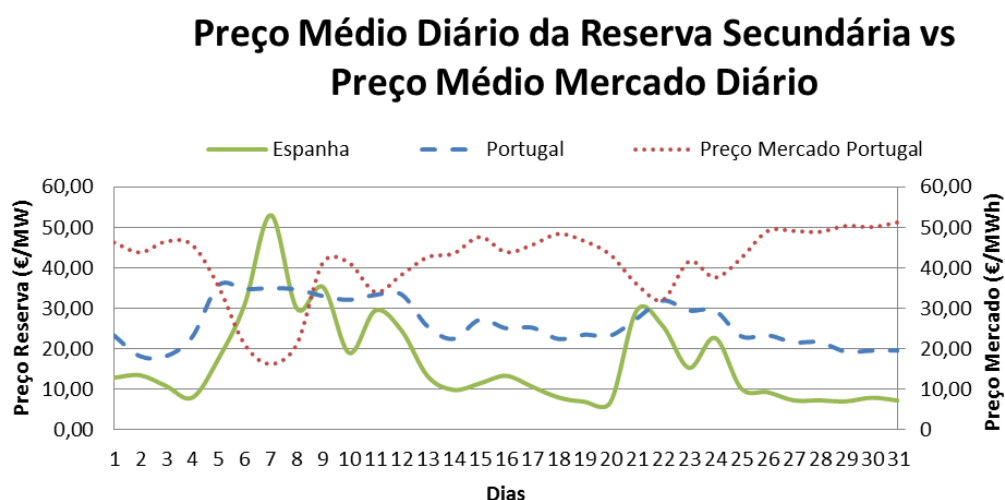


Figura 5.19 - Comparação da evolução do preço médio diário da banda de reserva secundária em Portugal e em Espanha com a evolução do preço médio do Mercado Diário em Portugal- Janeiro de 2011.

Ao longo do mês de Janeiro, verificou-se que o preço médio do Mercado Diário referente ao lado Português foi, de modo geral, superior ao preço médio diário da reserva secundária em Portugal e em Espanha. Por outro lado, este gráfico sugere que quando o preço médio no Mercado Diário do lado Português aumenta, o preço médio da reserva secundária em Portugal diminui e vice-versa.

5.3.1.2- Evolução da Banda de Reserva Contratada

A evolução da banda de reserva de regulação secundária contratada, em Portugal, durante o mês de janeiro de 2011 é a apresentada na Figura 5.20. De notar que os valores referentes a cada dia resultam da adição dos valores contratados para as 24 horas desse dia.

Banda Diária Contratada em Portugal - Janeiro 2011

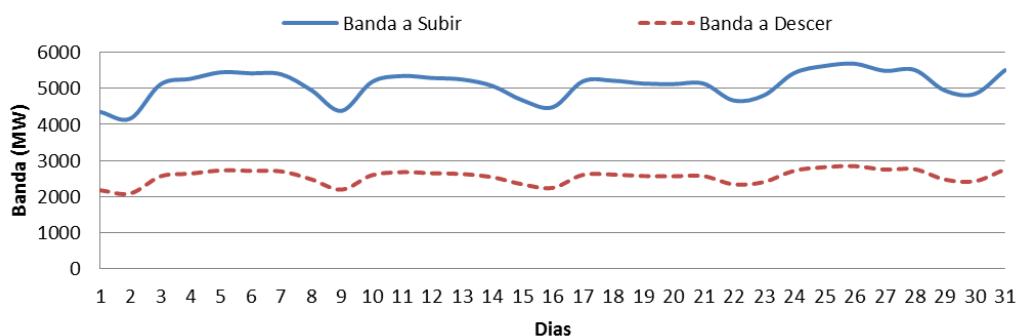


Figura 5.20 - Evolução da banda de regulação secundária contratada, a subir e a descer, em Portugal - Janeiro de 2011.

De notar que a banda de reserva de regulação secundária contratada a subir é sempre superior à banda de reserva de regulação secundária contratada a descer. Na verdade, para uma determinada hora, o TSO pretende contratar uma banda de reserva secundária de determinado valor. Este valor é sempre decomposto em reserva a subir e reserva a descer na proporção de 2/3 e 1/3 respetivamente. Assim, a reserva a subir corresponde a 2/3 do total da banda contratada e a reserva a descer a 1/3 do total da banda contratada.

Em Espanha, a evolução banda de reserva de regulação secundária contratada durante o mês de janeiro de 2011 é a apresentada na Figura 5.21. De novo, assinala-se que os valores diários de potência de reserva secundária contratada resultam da adição dos valores referentes às 24 horas de cada dia.

Banda Diária Contratada em Espanha - Janeiro 2011

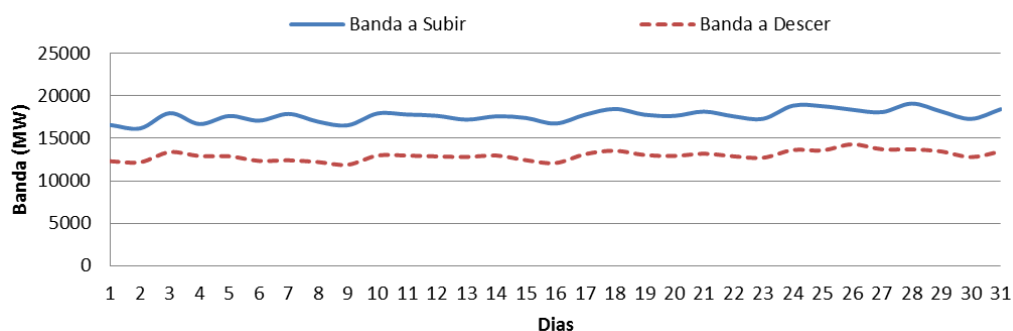


Figura 5.21 - Evolução da banda de regulação secundária contratada, a subir e a descer, em Espanha - Janeiro de 2011.

Mais uma vez se verifica que a banda de reserva de regulação secundária contratada a subir é superior à banda de reserva de regulação secundária contratada a descer, mas em

Espanha o TSO não usa a proporção de 2/3 para a banda a subir e de 1/3 para a banda a descer.

Na Tabela 5.18 estão registados os valores máximos, mínimos e médios da banda de reserva de regulação secundária contratada, no lado Português e no lado Espanhol, durante o mês de Janeiro de 2011.

Tabela 5.18 - Valores máximos, mínimos e médios da banda de reserva de regulação secundária contratada a subir e a descer em Portugal e em Espanha - Janeiro de 2011.

	Lado - Português				Lado Espanhol			
Banda (MW)	A Subir	Dia	A Descer	Dia	A Subir	Dia	A Descer	Dia
Máximo	5687	26 (Qua)	2843	26 (Qua)	19096	28 (Sex)	14297	26 (Qua)
Mínimo	4163	2 (Dom)	2082	2 (Dom)	16177	2 (Dom)	11902	9 (Dom)
Médio	5100		2550		17669		12967	

Pela tabela anterior pode-se verificar que, à semelhança do que se verificou no Mercado Diário, a banda de reserva secundária contratada em Espanha é bastante superior à banda contratada em Portugal o que atende às diferentes necessidades de Espanha quando comparadas com as de Portugal.

Em termos horários, os valores máximo e mínimo da banda de reserva de regulação secundária contratada a subir e a descer durante o mês de Janeiro, no lado Português, foram os apresentados na Tabela 5.19.

Tabela 5.19 - Valores máximos e mínimos da banda de reserva de regulação secundária contratada a subir e a descer, em Portugal - Janeiro de 2011.

Banda MW	Lado Português	Hora	Dia
Máx. Subir	295	21	26 (Qua)
Min. Subir	105	5 e 6	15 (Sáb)
Máx. Descer	148	21	26 (Qua)
Min. Descer	53	5 e 6	15 (Sáb)

A comparação entre a banda de reserva de regulação secundária contratada a subir e a descer e a energia contratada no Mercado Diário do lado Português, durante o mês de Janeiro de 2011, está visível no gráfico da Figura 5.22.

Banda Diária Contratada em Portugal vs Energia Contratada Mercado Diário - Janeiro 2011

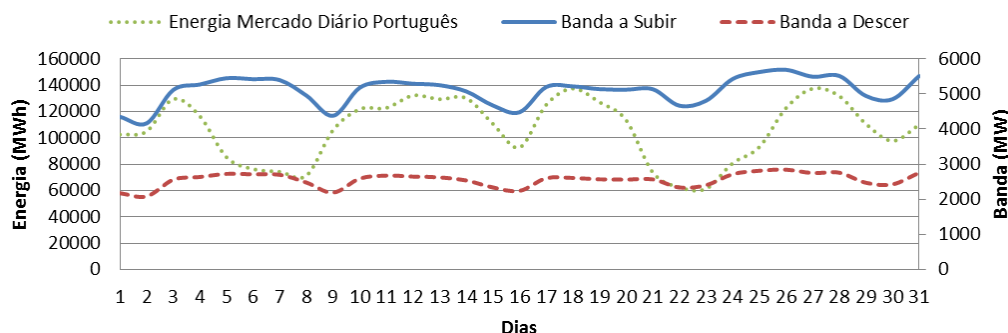


Figura 5.22 - Comparação entre a banda de regulação secundária contratada, a subir e a descer e a energia contratada no Mercado Diário Português - Janeiro de 2011.

Este gráfico sugere que, durante o mês de Janeiro de 2011, a evolução da energia contratada no Mercado Diário do lado Português é idêntica à evolução da banda de regulação secundária contratada, tanto a subir como a descer.

5.3.1.3- Evolução da Energia de Regulação Secundária Utilizada

Tal como explicado no Capítulo 4 deste documento, a energia de regulação corresponde à energia de reserva secundária que foi mobilizada dentro da banda contratada. Para cada hora, esta energia é paga ao preço da energia de reserva terciária que foi mobilizada nessa mesma hora. Nesta sub-secção só será analisada a energia mobilizada a subir e a descer pois o preço da reserva terciária será analisado posteriormente, em 5.3.2.1. De notar que esta energia é mobilizada essencialmente para colmatar os erros da previsão da produção eólica, pelo que sempre que o erro na previsão é maior, maior é a necessidade de mobilizar esta mesma energia, quer seja a subir, caso a produção prevista seja maior que a real, quer seja a descer, caso a produção prevista seja inferior à real.

A evolução da energia de regulação secundária mobilizada, em Portugal, durante o mês de Janeiro de 2011 é a apresentada na Figura 5.23.

Energia Diária Mobilizada em Portugal - Janeiro 2011

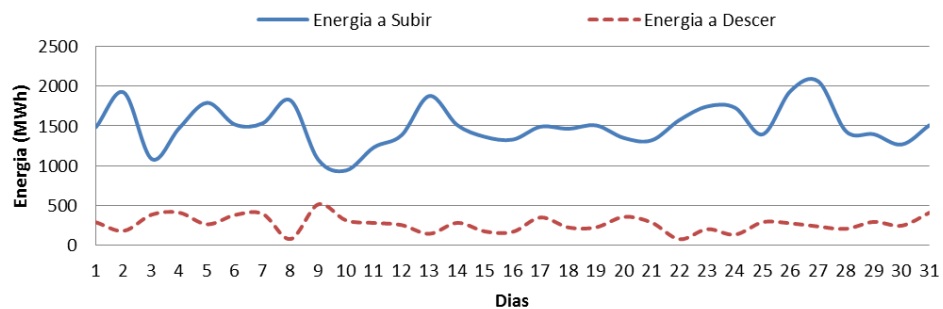


Figura 5.23 - Evolução da energia diária de regulação secundária mobilizada, a subir e a descer, em Portugal - Janeiro de 2011.

Tal como se pode verificar pela análise da Figura anterior, a energia de regulação secundária mobilizada a subir foi sempre superior à energia mobilizada a descer, durante o mês de Janeiro de 2011. De notar que a energia mobilizada a subir é referente a situações em que existe *deficit* de produção e é necessário que os geradores aumentem a sua energia produzida. Por outro lado, a energia mobilizada a descer diz respeito a situações nas quais existe excesso de produção e é necessário que este excesso seja adquirido, de volta, pelos geradores. Relativamente aos resultados obtidos pode-se ainda concluir que, tal como seria espectável, a energia mobilizada foi sempre inferior à potência contratada para a banda de regulação secundária, em cada hora.

De acordo com as informações apuradas, pode haver dias nos quais, em cada hora, a energia de regulação secundária seja superior à banda contratada. Tal situação é explicável pelo facto de, pelo menos em Espanha, para além da existência de um mercado de reservas secundária e terciária, existir ainda um mercado de balanço que funciona a seguir a cada sessão dos mercados intradiários. Assim, caso os valores da energia já contemplem a energia contratada neste mercado, é possível que o seu valor seja superior ao da banda contratada, em cada hora. De notar, contudo, que tal situação não se verificou no ano em análise.

A evolução desta mesma energia do lado Espanhol, ao longo do mês de Janeiro de 2011, foi a apresentada na Figura 5.24.

Energia Diária Mobilizada em Espanha - Janeiro 2011

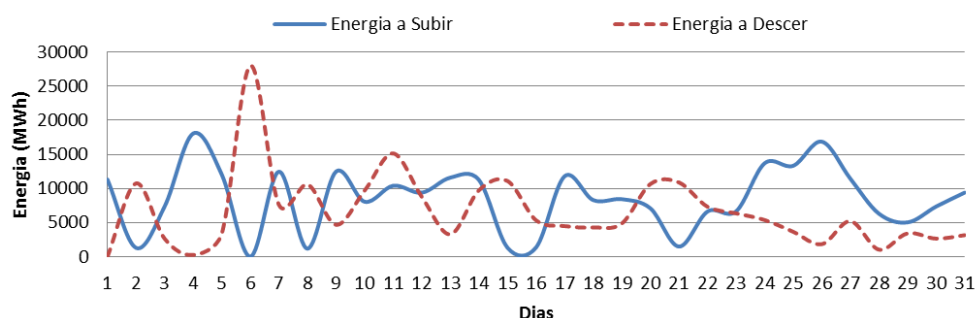


Figura 5.24 - Evolução da energia diária de regulação secundária mobilizada, a subir e a descer, em Espanha - Janeiro de 2011.

Pela figura anterior, verifica-se que no lado espanhol, houve dias nos quais a energia mobilizada a descer foi superior à energia mobilizada a subir.

A Tabela 5.20 apresenta os valores máximos, mínimos e médios da energia diária de regulação secundária mobilizada, a subir e a descer, tanto em Portugal como em Espanha.

Tabela 5.20 - Valores máximos, mínimos e médios da energia diária de regulação secundária mobilizada a subir e a descer em Portugal e em Espanha - Janeiro de 2011.

	Lado Português				Lado Espanhol			
Energia (MWh)	A Subir	Dia	A Descer	Dia	A Subir	Dia	A Descer	Dia
Máximo	2062	27 (Qui)	513	9 (Dom)	18065	4 (Ter)	28009	6 (Qui)
Mínimo	940	10 (Seg)	73	22 (Sáb)	1180	8 (Sáb)	232	4 (Ter)
Médio	1501		267		8778		6848	

Em termos horários, os valores máximo e mínimo da energia diária de regulação secundária mobilizada a subir e a descer durante o mês de Janeiro, no lado Português, foram os apresentados na Tabela 5.21.

Tabela 5.21 - Valores máximos e mínimos da energia diária de regulação secundária mobilizada a subir e a descer, em Portugal - Janeiro de 2011.

Energia MWh	Lado Português	Hora	Dia
Máx. Subir	242	20	26 (Qua)
Min. Subir	0	4,6,7,8,12,20	10 (Seg)
Máx. Descer	111	18	31 (Seg)
Min. Descer	0	4-7,9-14,16-24	2 (Dom)

De notar que existiram mais dias em que se verificou uma energia mínima a subir e a descer igual a zero. Contudo, apenas são apresentados os dias nos quais se verificaram um maior número de horas.

Tal como se referiu anteriormente, um dos propósitos da mobilização desta energia está relacionado com o facto de a previsão eólica apresentar, erros pelo que é necessário colmatar a falta ou o excesso de energia que advém desses mesmos erros.

Nesse sentido, o objetivo passou por tentar identificar uma correlação entre os erros da previsão e a energia de regulação secundária mobilizada a subir e a descer. Para isso, procurou-se no *site* do TSO Português- REN, os diagramas associados à produção eólica. Estes possuem três grandezas: a previsão eólica, a produção e a potência disponível. Por outro lado, determinou-se quais os 2 dias nos quais a soma da energia secundária mobilizada a subir e a descer foi maior durante o mês de Janeiro e quais os 2 dias nos quais este mesmo somatório foi menor durante esse mesmo mês. Os dias que corresponderam a estes requisitos são os apresentados na Tabela 5.22.

Tabela 5.22 - Dias nos quais a energia a subir e a descer é máxima e mínima, no lado Português - Janeiro de 2011.

Energia MWh (Subir + Descer)	Lado Português	Dia
Máximo 1	2295,29	27 (Qui)
Máximo 2	2214,74	26 (Qua)
Mínimo 1	1250,58	10 (Seg)
Mínimo 2	1466,77	3 (Seg)

Uma vez identificados estes dias, falta confrontar estes valores com o diagrama de previsão de produção eólica da REN de modo a tentar extrair qualquer correlação entre estas duas grandezas. As figuras apresentadas de seguida correspondem ao diagrama de produção eólica dos dias 27,26, 10 e 3 respetivamente.

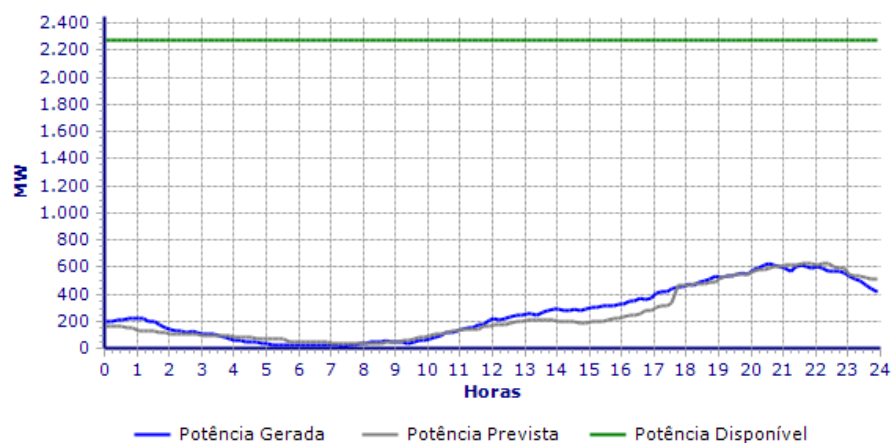


Figura 5.25 - Diagrama de produção eólica referente ao dia 27, em Portugal - Janeiro de 2011.

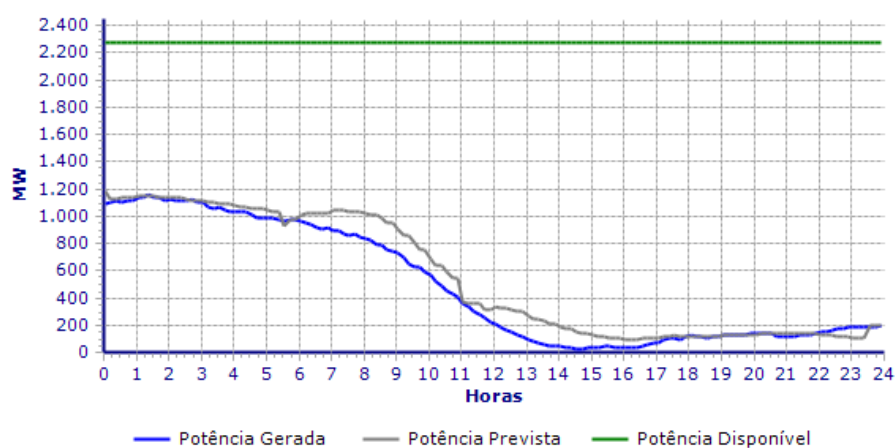


Figura 5.26 - Diagrama de produção eólica referente ao dia 26, em Portugal - Janeiro de 2011.

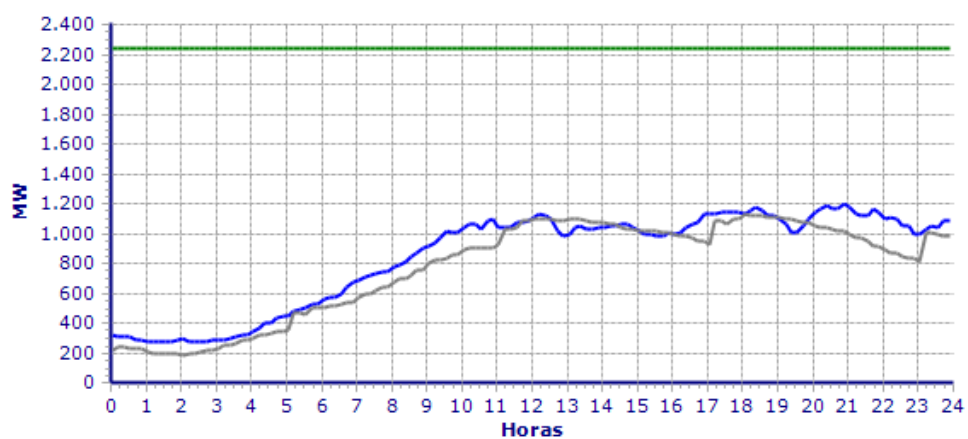


Figura 5.27 - Diagrama de produção eólica referente ao dia 10, em Portugal - Janeiro de 2011.

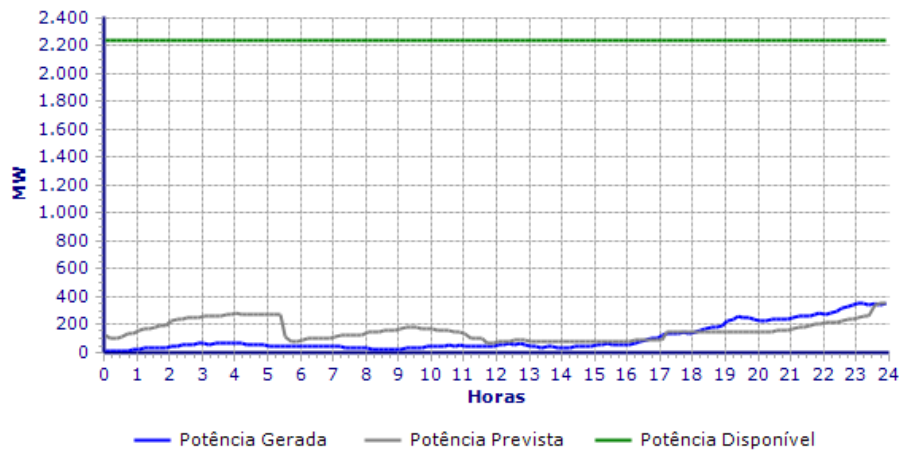


Figura 5.28 - Diagrama de produção eólica referente ao dia 3, em Portugal - Janeiro de 2011.

Infelizmente, pelos diagramas apresentados anteriormente, parece não ser possível tecer significativas conclusões acerca da possível correlação entre a previsão e a mobilização de energia. Se se atentar na figura referente ao dia 26, parece existir maior erro na previsão do que no dia 27 e, no entanto, neste último verificou-se a maior mobilização de energia a subir e a descer. Comparando estes dois dias com os dias nos quais se verificou uma menor energia mobilizada, parece gerar ainda mais confusão pois nestes parece existir um erro na previsão ainda mais elevado.

Existe, contudo, uma explicação plausível para tal situação. Como se pode verificar pela informação disponibilizada no *site* da REN, a informação contida nestes diagramas diz respeito somente aos parques que possuem telemedidas. Ora, quando o Operador de Sistema gere a rede em tempo real, deveria dispor de informação relativa a todos os parques eólicos a produzirem naquele instante. A inexistência desta informação completa poderá ter contribuído para a dificuldade detetada em relacionar a energia eólica prevista e produzida com a energia de reserva secundária mobilizada.

5.3.2 - Reserva Terciária

Tal como referido anteriormente, a reserva terciária corresponde a um Serviço de Sistema que pode ser contratado em ambiente de mercado, tanto em Portugal como em Espanha. A análise efetuada de seguida irá incidir sobre este serviço nestes dois países e, à semelhança do que foi efetuado para a reserva secundária, irá incluir a análise do preço e da energia contratada.

5.3.2.1- Evolução do Preço

A evolução do preço médio diário da reserva terciária, em Portugal, no decorrer do mês de Janeiro é a apresentada na Figura 5.29.

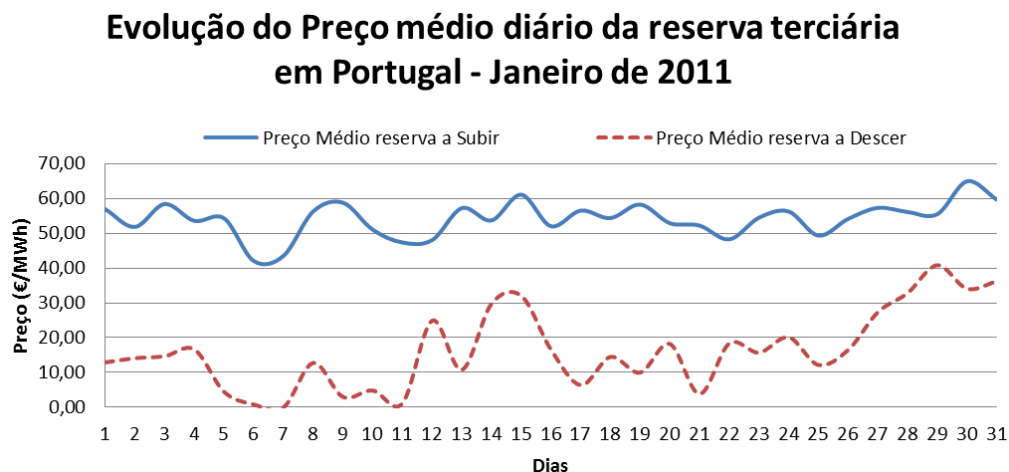


Figura 5.29 - Evolução do preço médio diário da energia de regulação terciária mobilizada, a subir e a descer, em Portugal - Janeiro de 2011.

Em Portugal, durante o mês de Janeiro de 2011, o preço médio diário da energia de regulação terciária a subir foi sempre superior ao preço desta mesma energia a descer. De notar que o preço médio da energia a descer é interpretado como o preço que o gerador está disposto a perder para diminuir a sua produção. Assim, as propostas de reserva de regulação terciária a descer são ordenadas por ordem decrescente dos seus preços. Quando há excesso de produção no sistema, o TSO chama propostas de energia de regulação terciária, começando na mais cara da lista e continuando a chamar propostas com preços sucessivamente decrescentes até que a necessidade de energia de regulação terciária seja satisfeita, isto é, até o excesso de produção ser compensado por uma redução da produção dos geradores que apresentaram propostas no mercado existente para o efeito. À semelhança do que acontece nos outros mercados, o preço a que a energia de regulação a subir e a descer é paga corresponde ao preço da última proposta de regulação terciária que foi ativada na hora em causa.

Do lado Espanhol, a evolução do preço médio diário da reserva terciária foi a apresentada na Figura 5.30.

Evolução do Preço médio diário da reserva terciária em Espanha - Janeiro de 2011

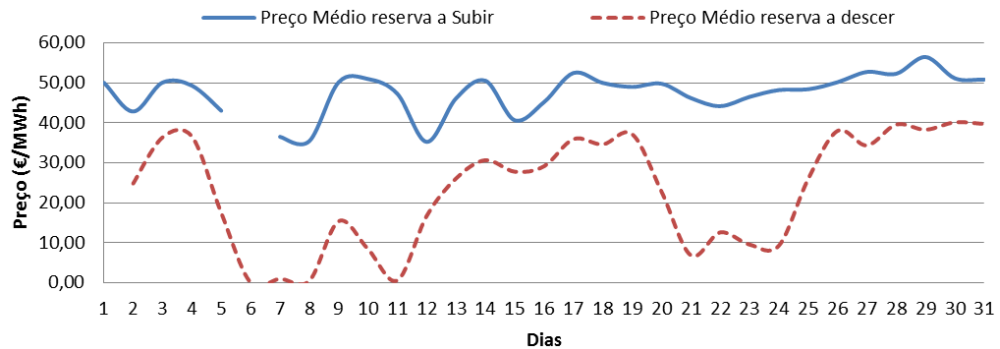


Figura 5.30 - Evolução do preço médio diário da energia de regulação terciária mobilizada, a subir e a descer, em Espanha - Janeiro de 2011.

Em Espanha, e à semelhança do que se verificou em Portugal, o preço médio da reserva a descer foi sempre inferior ao preço médio da reserva a subir. Durante o mês de Janeiro, verificou-se um preço médio, para a energia a descer, nulo no dia 6 de Janeiro. De notar ainda que o dia 1 de Janeiro para a energia a descer e o dia 6 de Janeiro para a energia a subir não apresentam quaisquer valores. Esta situação, tal como se verá em 5.3.2.2 deve-se ao facto de nestes dias não ter sido mobilizada energia de regulação terciária.

Na Tabela 5.23 estão registados os valores diários médios mais elevado e mais reduzido bem como o valor médio mensal do preço diário da energia de regulação terciária mobilizada, a subir e a descer, no lado Português e no lado Espanhol, durante o mês de Janeiro de 2011.

Tabela 5.23 - Valores diários médios mais elevado e mais reduzido e valor médio mensal do preço diário da energia de regulação terciária mobilizada em Portugal e em Espanha - Janeiro de 2011.

Preço (€/MWh)	Lado - Português				Lado Espanhol			
	A Subir	Dia	A Descer	Dia	A Subir	Dia	A Descer	Dia
Máximo	64,93	30 (Dom)	40,84	29 (Sáb)	56,48	29 (Sáb)	40,14	30 (Dom)
Mínimo	42,05	6 (Qui)	0,00	7 (Sex)	35,25	12 (Qua)	0	6 (Qui)
Médio	54,08		16,33		47,40		23,20	

De acordo com os valores desta tabela, pode-se verificar que no mês de Janeiro de 2011 o preço médio a subir, em Espanha, foi inferior ao preço médio a subir em Portugal enquanto que o preço médio a descer foi superior em Espanha.

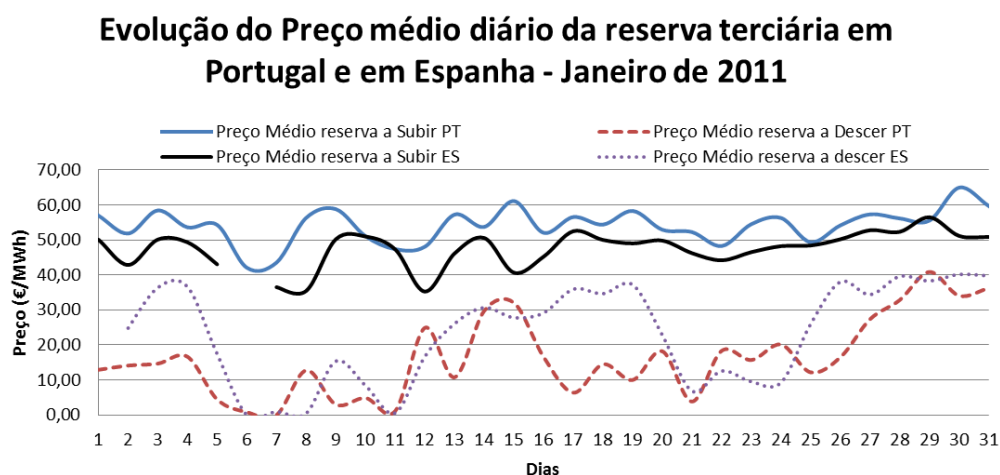
A Tabela 5.24 apresenta os valores máximos e mínimos obtidos para o preço de mercado referente à reserva terciária, em Portugal e em Espanha, durante o mês de Janeiro de 2011.

Tabela 5.24 - Preços máximos e mínimos obtidos, no Mercado relativo à reserva terciária, no lado Português e no lado Espanhol - Janeiro de 2011.

Preço (€/MWh)	Lado Português	Dia	Hora	Lado Espanhol	Dia	Hora
Máx. Subir	111	21 (Sex)	16	86	9 (Dom)	18,19
Min. Subir	1	6 (Qui)	6	0	9 (Dom)	15
Máx. Descer	200	20 (Qui)	8	46,07	29 (Sáb)	19
Min. Descer	0	6 (Qui)	1-18h	0	6 (Qui)	7-18

De notar que nos dois lados o preço mínimo da energia de regulação terciária a descer foi nulo em mais horas do mês de Janeiro. Contudo, na tabela anterior apenas consta o dia no qual se verificou o maior número de horas consecutivas, nas quais, este preço foi nulo.

A Figura 5.31 apresenta uma comparação entre os preços médios da energia a subir e a descer, em Portugal e em Espanha ao longo dos dias do mês de Janeiro de 2011.

**Figura 5.31** - Comparação entre a evolução do preço médio diário da energia de regulação terciária mobilizada, a subir e a descer, em Portugal com a evolução desse mesmo preço em Espanha - Janeiro de 2011.

Pela figura anterior pode-se verificar que, de modo geral, o preço médio da energia de regulação terciária a subir, em Portugal, foi superior ao preço médio da energia de regulação a subir em Espanha, ao longo do mês de Janeiro. Por outro lado, constatou-se precisamente o contrário quando se verificam os valores obtidos para o preço médio da energia de regulação a descer. Este apresenta, em quase todos os dias do mês de Janeiro, um valor superior em Espanha.

Relativamente ao preço da energia de regulação terciária, quando comparado com o preço do Mercado Diário em Portugal, verifica-se que o preço médio do Mercado Diário ficou, em todos os dias deste mês, entre o preço médio da energia a subir e o preço médio da energia a descer. Esta situação pode ser confirmada pela Figura 5.32.

Evolução do Preço médio diário da reserva terciária vs Preço Mercado Diário em Portugal - Janeiro de 2011

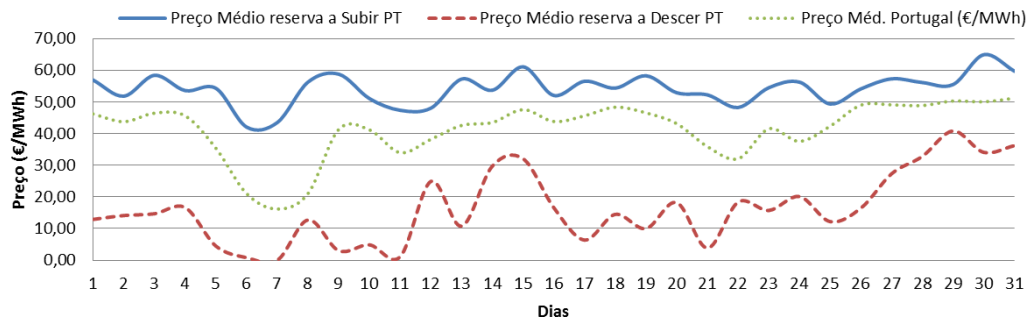


Figura 5.32 - Comparação entre a evolução do preço médio diário da energia de regulação terciária mobilizada, a subir e a descer, em Portugal com a evolução do preço médio do Mercado Diário em Portugal - Janeiro de 2011.

5.3.2.2- Evolução da Energia de Reserva Terciária Utilizada

A evolução da energia de regulação terciária mobilizada, a subir e a descer em Portugal, foi a apresentada na Figura 5.33.

Evolução da Energia diária de Regulação Terciária em Portugal - Janeiro de 2011

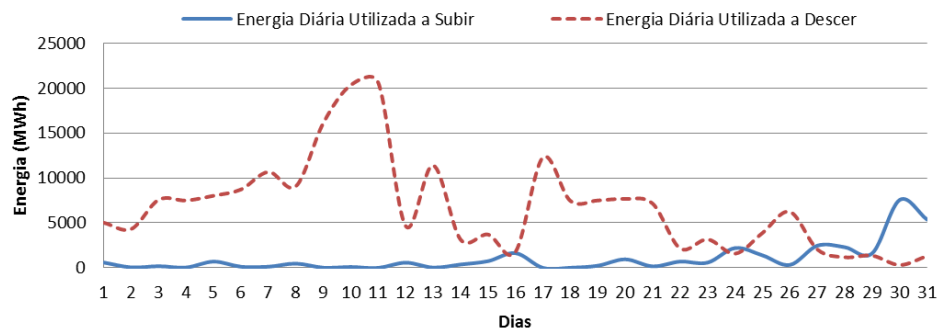


Figura 5.33 - Evolução da energia diária de regulação terciária mobilizada, a subir e a descer, em Portugal - Janeiro de 2011.

Em termos de energia terciária mobilizada verifica-se que ao longo deste mês, houve uma maior mobilização de energia a descer. Tal como referido anteriormente, a energia de regulação terciária é ativada manualmente e serve essencialmente para suplementar e substituir a reserva secundária. A maior utilização de energia a descer indicia a ocorrência de um maior número de situação em que se verificou um excesso de produção que tem que ser compensado por via de energia de regulação a descer.

Do lado Espanhol, a evolução da energia de regulação terciária mobilizada, a subir e a descer, é a apresentada na Figura 5.34.

Evolução da Energia diária de Regulação Terciária em Espanha - Janeiro de 2011

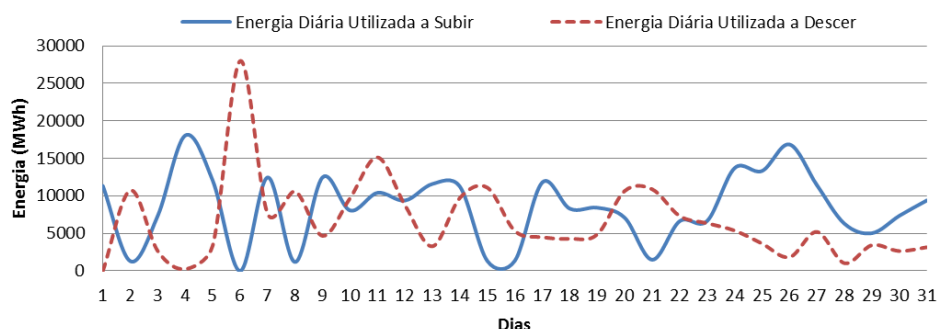


Figura 5.34 - Evolução da energia diária de regulação terciária mobilizada, a subir e a descer, em Espanha - Janeiro de 2011.

Na Tabela 5.25 estão registados os valores máximos, mínimos e médios da energia diária de regulação terciária mobilizada, a subir e a descer, no lado Português e no lado Espanhol, durante o mês de Janeiro de 2011.

Tabela 5.25 - Valores máximos, mínimos e médios da energia diária de regulação terciária mobilizada em Portugal e em Espanha - Janeiro de 2011.

	Lado - Português				Lado Espanhol			
Energia (MWh)	A Subir	Dia	A Descer	Dia	A Subir	Dia	A Descer	Dia
Máximo	7554,63	30 (Dom)	20600,98	11 (Ter)	18064,90	4 (Ter)	28008,50	6 (Qui)
Mínimo	0,00	11 (Ter)	314,78	30 (Dom)	1180,40	8 (Sáb)	231,50	4 (Ter)
Médio	1022,32		6705,76		8777,68		6868,19	

Na Tabela 5.26 estão apresentados o valor máximo e mínimo, em termos horários, da energia de regulação terciária mobilizada, a subir e a descer, no lado Português ao longo do mês de Janeiro de 2011.

Tabela 5.26 - Valores máximos e mínimos da energia diária de regulação secundária mobilizada a subir e a descer, em Portugal - Janeiro de 2011.

Energia MWh	Lado Português	Hora	Dia
Máx. Subir	685	1	31 (Seg)
Min. Subir	0	0-24	7 (Sex)
Máx. Descer	1457	22	10 (Seg)
Min. Descer	0	1-9,11,14,15,18	30 (Dom)

Tal como se referiu anteriormente, um dos propósitos da mobilização desta energia está relacionado com o facto de suplementar e substituir a energia de regulação secundária.

Assim, tentou-se efetuar uma análise semelhante à efetuada anteriormente de modo a tentar identificar uma possível correlação entre os erros da previsão de produção eólica e a energia de regulação mobilizada a subir e a descer.

Os 2 dias nos quais a soma da energia de regulação terciária a subir e a descer foi maior durante o mês de Janeiro e os 2 dias nos quais este mesmo somatório foi menor durante esse mesmo mês, estão apresentados na Tabela 5.27.

Tabela 5.27 - Dias nos quais a energia de regulação terciária a subir e a descer é máxima e mínima, no lado Português - Janeiro de 2011.

Energia MWh (Subir + Descer)	Lado Português	Dia
Máximo 1	20601	11 (Ter)
Máximo 2	20420	10 (Seg)
Mínimo 1	2861	22 (Sáb)
Mínimo 2	2985	29 (Sáb)

De seguida, os diagramas de previsão de produção eólica disponibilizados pela REN foram utilizados com o intuito de identificar essa possível correlação. As figuras apresentadas de seguida correspondem ao diagrama de produção eólica dos dias 11, 10, 22 e 29 respetivamente.

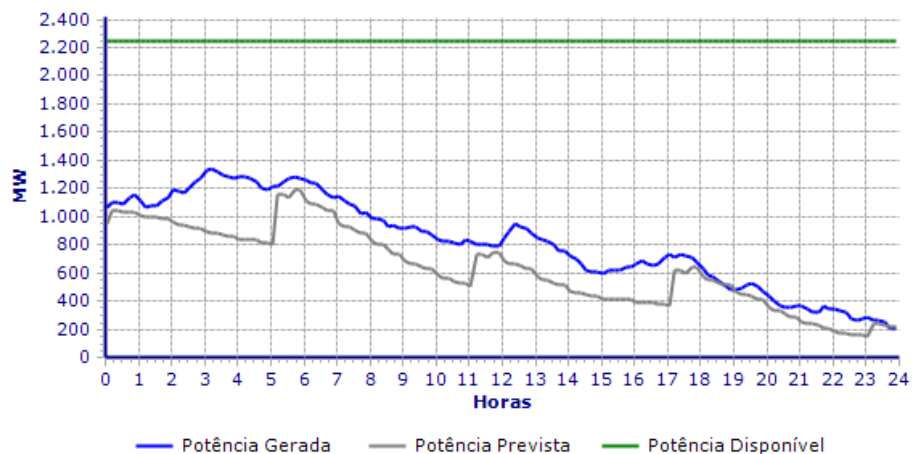


Figura 5.35 - Diagrama de produção eólica referente ao dia 11, em Portugal - Janeiro de 2011.

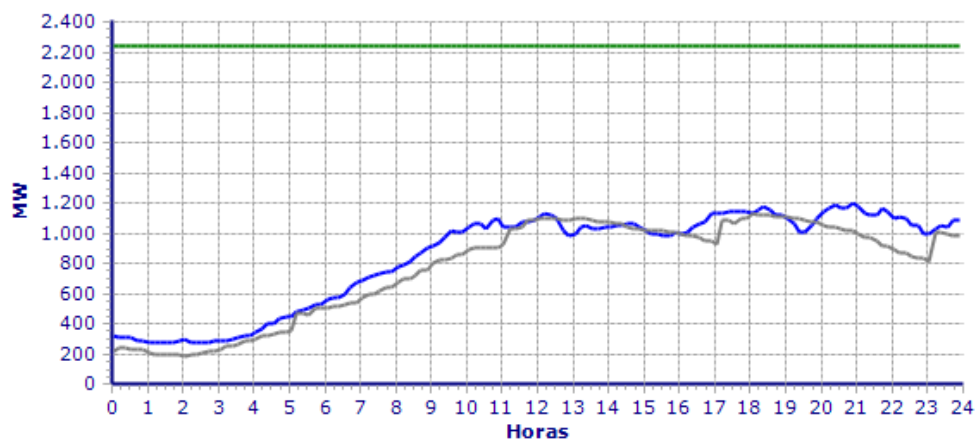


Figura 5.36 - Diagrama de produção eólica referente ao dia 10, em Portugal - Janeiro de 2011.

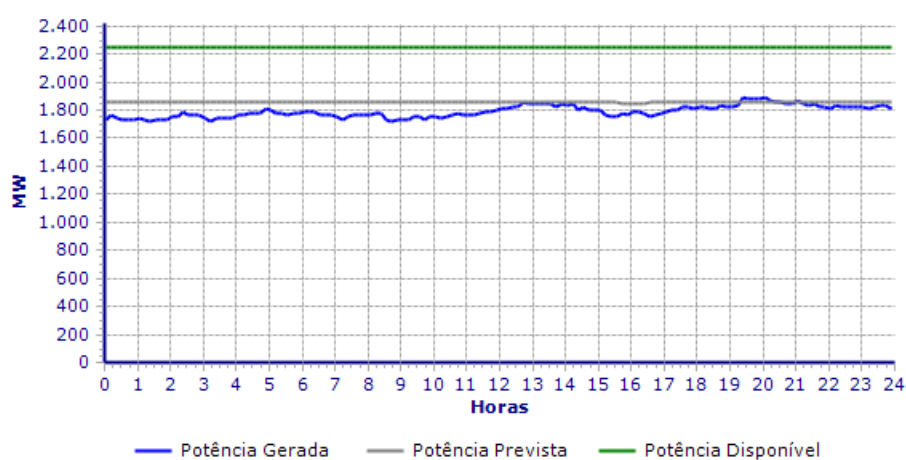


Figura 5.37 - Diagrama de produção eólica referente ao dia 22, em Portugal - Janeiro de 2011.

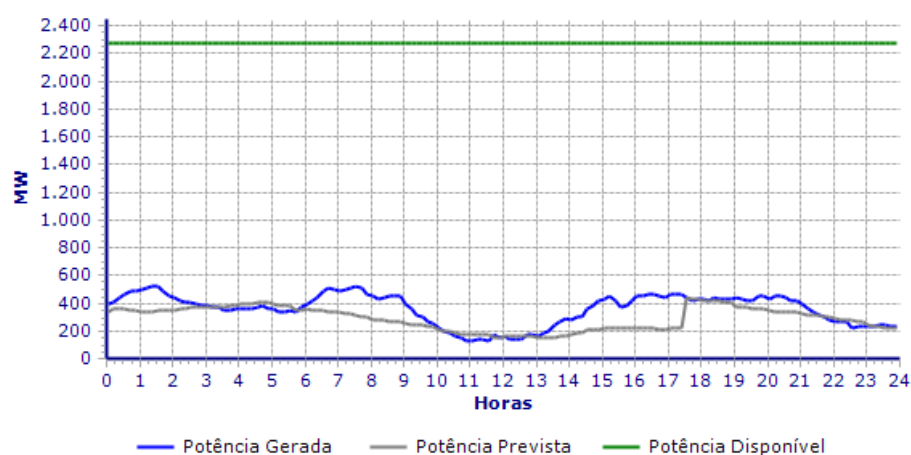


Figura 5.38 - Diagrama de produção eólica referente ao dia 29, em Portugal - Janeiro de 2011.

A análise destes diagramas parece trazer melhores resultados do que a efetuada para a energia de regulação secundária, pelo menos para o dia 11 e para o dia 22. No dia 11, dia no qual se verificou a maior mobilização de energia de regulação terciária, a previsão de

produção eólica apresenta um erro bastante elevado verificando-se uma produção superior à previsão. Nestas condições, deverá ter ocorrido a mobilização de energia de regulação terciária a descer. Por outro lado, no dia 22, dia no qual se verificou a menor mobilização de energia terciária durante o mês de Janeiro, o erro de previsão parece ter sido bastante reduzido.

Relativamente aos outros dois dias em análise, o erro na previsão parece ter sido semelhante mas a mobilização de energia foi completamente distinta. Assim, nestes dois dias, parece não existir qualquer relação.

Concluindo, esta análise parece, à exceção do dia 11 e do dia 22, não ser possível retirar conclusões significativas. Já foi apontada uma causa provável para esta análise gorada. No futuro, e no sentido de se poder desenvolver melhor esta análise, seria importante dispor dos valores da produção e da previsão eólica de todos os parques eólicos de modo a poder realizar uma análise mais completa.

5.4 - Mercado Diário - Julho de 2011

De seguida, efetuar-se-á uma análise aos resultados do Mercado Diário durante o mês de Julho do ano de 2011. De notar que esta análise será idêntica à efetuada anteriormente, para o mês de Janeiro, pelo que apenas serão apresentadas as conclusões mais pertinentes ou as que difiram da análise anterior.

5.4.1 - Sessões do Mercado Diário

Na Tabela 5.28 e na Tabela 5.29 são apresentados os resultados obtidos no Mercado Diário, nomeadamente, os preços médios, máximos e mínimos verificados em cada dia do mês de Julho do ano de 2011. Nestas tabelas consta ainda a energia máxima horária e mínima horária e o volume económico negociado nesses mesmos dias.

Tabela 5.28 - Resultados do Mercado Diário - Julho de 2011 - Lado Português.

Mercado Diário- Lado Português							
Dia	Energia Total	Preço médio arit.	Preço Máx.	Preço Min.	Energia Máx. horária	Energia Min. horária	Total Negociado
	MWh	€/MWh	€/MWh	€/MWh	MWh	MWh	K€
1	102245	54,41	60,22	41,36	5540	2478	5692
2	90289	55,37	59,28	53,03	4456	3165	5006
3	61267	52,02	55,55	42,46	3393	1997	3216
4	89460	54,44	60,62	40,42	5165	2262	4989
5	94556	54,33	61,68	43,89	5322	2925	5213
6	84151	52,55	60,18	41,93	4900	2624	4492
7	81551	52,00	59,48	40,00	4421	2548	4294
8	88048	51,53	57,10	38,57	4741	2636	4594
9	80165	52,85	56,00	44,68	4126	2416	4269
10	75807	50,73	55,23	44,52	4079	2159	3867
11	98455	53,13	58,17	41,47	5382	2924	5296
12	81903	52,78	59,84	44,44	4426	2711	4357
13	77488	50,37	55,90	38,02	4155	2478	3964
14	86784	54,83	64,89	42,64	4793	2353	4891
15	92209	53,46	57,00	44,23	5130	2600	4977
16	69074	52,61	55,23	46,69	3922	2213	3651
17	57268	41,86	55,23	28,07	2735	1967	2387
18	70958	53,16	56,74	44,68	3888	2070	3793
19	77186	49,25	55,20	37,13	4023	2551	3855
20	81473	50,20	53,42	40,42	4637	2521	4139
21	79783	49,54	53,50	40,42	4442	2402	3999
22	87148	48,52	55,56	36,00	4990	2503	4337
23	78222	48,39	53,42	38,57	4296	2287	3832
24	66128	45,64	54,59	37,00	3702	2044	3056
25	88028	50,99	58,30	38,57	5162	2173	4587
26	92441	51,26	57,17	42,73	5220	2600	4802
27	94720	48,77	57,12	35,00	5250	2600	4749
28	100218	49,08	55,37	38,42	5441	2585	5053
29	111106	51,69	55,23	44,34	5641	3589	5780
30	90372	50,15	53,45	41,53	4435	3188	4555
31	74621	49,83	54,68	41,65	3994	2304	3760

Tabela 5.29 - Resultados do Mercado Diário - Julho de 2011 - Lado Espanhol.

Mercado Diário- Lado Espanhol							
Dia	Energia Total	Preço médio arit.	Preço Máx.	Preço Min.	Energia Máx. horária	Energia Min. horária	Total Negociado
	MWh	€/MWh	€/MWh	€/MWh	MWh	MWh	K€
1	560172	54,41	60,22	41,36	27905	15667	31010
2	481964	55,37	59,28	53,03	24171	14721	26758
3	437472	52,09	55,55	42,46	22588	12971	23016
4	567188	54,44	60,62	40,42	29633	13381	31638
5	567719	54,33	61,68	43,89	29920	14101	31358
6	563092	52,55	60,18	41,93	29228	14702	30188
7	540745	52,00	59,48	40,00	27238	14293	28646
8	529195	51,53	57,10	38,57	27072	14231	27814
9	454657	52,85	56,00	44,68	22443	14367	24207
10	381461	50,73	55,23	44,52	19751	12242	19449
11	518396	53,13	58,17	41,47	27225	12105	28090
12	547004	52,78	59,84	44,44	27960	14456	29101
13	525468	49,85	55,74	35,00	26849	14876	26736
14	496235	52,14	55,74	40,00	24592	13758	26270
15	497631	53,46	57,00	44,23	25246	13620	26843
16	437523	52,61	55,23	46,69	21862	14160	23066
17	392053	41,77	55,23	28,07	18681	13049	16386
18	493414	53,16	56,74	44,68	24994	12812	26399
19	507319	47,76	55,20	26,07	25956	15547	24831
20	493090	50,20	53,42	40,42	24720	13235	25111
21	483501	49,54	53,50	40,42	24103	13210	24269
22	468637	47,72	54,00	35,00	23275	14052	22810
23	424530	48,39	53,42	38,57	20855	13962	20729
24	373355	45,64	54,59	37,00	18727	12756	17214
25	432073	50,53	54,02	38,57	21674	11617	22163
26	470331	50,92	55,23	42,73	24066	12590	24202
27	471844	47,79	55,05	35,00	23523	14397	23017
28	479135	46,93	53,50	31,00	24241	14399	23044
29	467255	50,70	55,23	37,00	23849	13219	24054
30	440359	50,15	53,45	41,53	21228	14104	22223
31	386611	49,83	54,68	41,65	19940	12317	19445

5.4.2 - Energia Contratada

Na Figura 5.39 pode-se observar a evolução diária da energia contratada, ao longo do mês de Julho do ano de 2011.

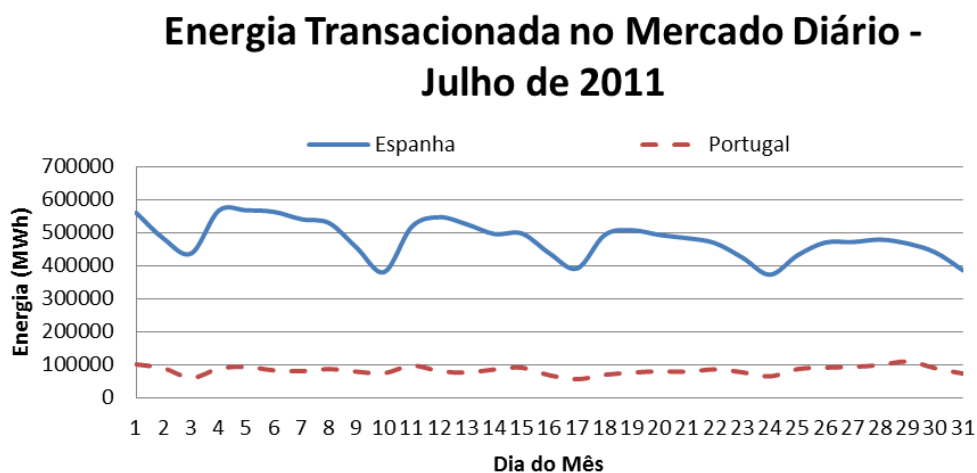


Figura 5.39 - Energia contratada no Mercado Diário em Portugal e Espanha - Julho de 2011.

No lado Espanhol, verifica-se que, para cada dia do mês de Julho, a energia elétrica contratada foi muito superior à energia contratada no lado Português. Mais uma vez, verifica-se a tendência de nos fins de semana, principalmente aos domingos, a energia contratada ser inferior à contratada durante os dias da semana.

Na Tabela 5.30 são apresentados os valores totais de energia contratada, durante o mês de Julho do ano de 2011, no lado Português, Espanhol e ainda no MIBEL.

Tabela 5.30 - Energia total contratada no Mercado Diário - Julho de 2011.

	Energia Total (GWh)
Lado Português	2603,12
Lado Espanhol	14889,43
MIBEL	17492,55

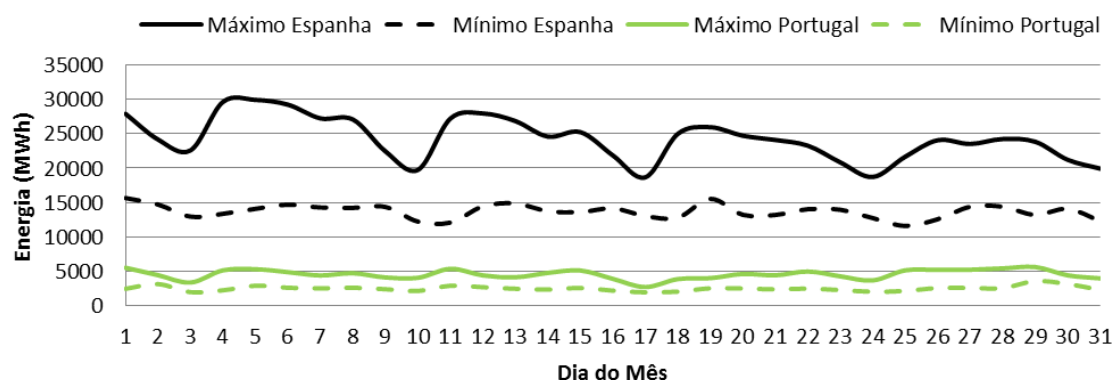
Na Tabela 5.31 são indicados em dias em que ocorreram os valores máximos e os valores mínimos de energia contratada, em cada lado de operação do MIBEL e no próprio MIBEL.

Tabela 5.31 - Energia diária total contratada no Mercado Diário - Julho de 2011.

Contratação Diária				
	Mínimo		Máximo	
	MWh	Dia	MWh	Dia
Lado Português	57268	17 (Dom)	111106	29 (Sex)
Lado Espanhol	373355	24 (Dom)	567719	05 (Ter)
MIBEL	439483	24 (Dom)	662417	01 (Sex)

Em termos horários, os valores de energia máxima e mínima contratada, para cada dia do mês de Julho de 2011 e nas duas áreas, são os apresentados no gráfico da Figura 5.40.

Energia Horária no mercado diário - Julho de 2011

**Figura 5.40** - Valores máximos e mínimos de energia diária contratada no Mercado Diário - Julho de 2011.

Mais uma vez pode-se verificar a diferença de magnitude das duas áreas do MIBEL e ainda a diferença na quantidade de energia contratada durante os fins de semana, quando comparado com os dias de semana.

Na Tabela 5.32 estão indicados os valores máximos e os valores mínimos horários de energia contratada no Mercado Diário, durante o mês em análise.

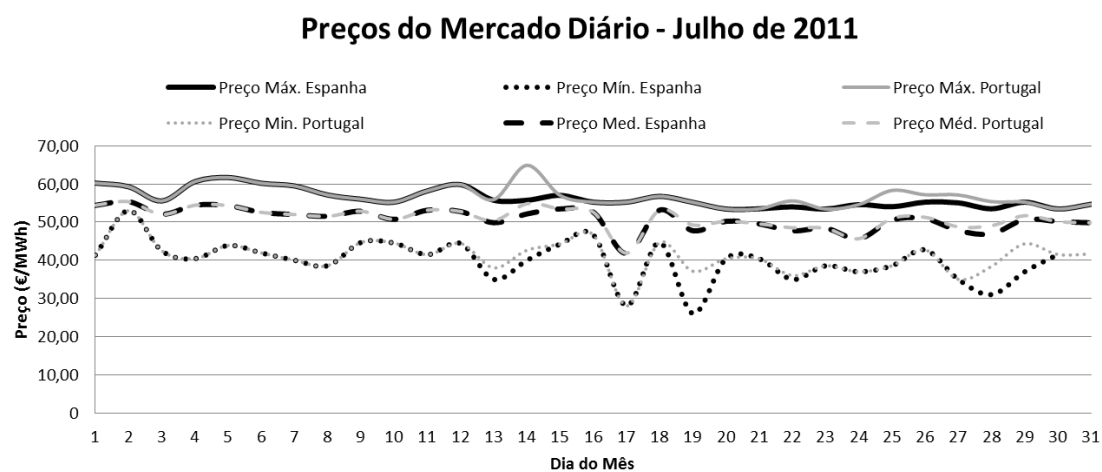
Tabela 5.32 - Valores máximos e mínimos horários de energia contratada no Mercado Diário - Julho de 2011.

Contratação Horária						
	Mínimo			Máximo		
	MWh	Dia	Hora	MWh	Dia	Hora
Lado Português	1967	3 (Dom)	6	5641	29 (Sex)	13
Lado Espanhol	11617	25 (Seg)	5	29920	5 (Ter)	14
MIBEL	14028	25 (Seg)	5	35015	5 (Ter)	14

Na Tabela anterior, pode-se verificar que o mínimo e máximo horário, em termos de energia contratada no MIBEL, coincide com o mínimo e máximo no lado Espanhol. Este facto, mais uma vez, denota a forte influência que Espanha tem no MIBEL, devido à grande dimensão do seu SEE.

5.4.3 - Preço no Mercado Diário

No gráfico da Figura 5.41 está representada a evolução deste preço, nomeadamente, o seu valor mínimo, médio e máximo diário no Mercado Diário, para o mês em análise.

**Figura 5.41** - Evolução dos preços médios, máximos e mínimos no Mercado Diário no lado Português e no lado Espanhol - Julho de 2011.

Pela análise deste gráfico verifica-se que, naturalmente, o preço médio horário esteve sempre compreendido entre o valor máximo e o mínimo horário.

Os preços médios aritméticos do lado Português e do lado Espanhol são os indicados na Tabela 5.33.

Tabela 5.33 - Preços médios aritméticos no Mercado Diário no lado Português e no lado Espanhol - Julho de 2011.

	Lado Espanhol		Lado Português	
€/MWh	Preço	Dia	Preço	Dia
Preço Méd. Máx	55,37	2 (Sáb)	55,37	2 (Sáb)
Preço Méd. Mín	41,77	17 (Dom)	41,86	17 (Dom)
Preço Méd. Arit.	50,82		51,15	

Mais uma vez, verifica-se a tendência do mês de Janeiro, com um preço médio superior do lado Português. Tal facto sugere a existência de um maior número de situações de congestionamento no sentido de Espanha para Portugal.

Os preços máximos e mínimos obtidos, em cada área do mercado, durante o mês de Julho do ano de 2011, foram os apresentados na Tabela 5.34.

Tabela 5.34 - Preços máximos e mínimos obtidos, no Mercado Diário, no lado Português e no lado Espanhol - Julho de 2011.

€/MWh	Lado Espanhol	Hora	Dia	Lado Português	Hora	Dia
Preço Máx.	61,68	13	5 (Ter)	64,89	16	14 (Qui)
Preço Min.	26,07	5	19 (Ter)	28,07	18	18 (Seg)

De notar que, ao contrário do que se verificou ao longo do mês de Janeiro, em Julho não existem horas nas quais o preço no Mercado Diário tenha sido nulo. Tal situação está relacionada com o facto de se tratar de um mês de Verão e, como tal, a energia de origem hídrica a Mercado ser bastante inferior.

A evolução do preço horário verificado no Mercado Diário, ao longo do mês de Julho de 2011, no lado Português e no lado Espanhol, é a apresentada no gráfico da Figura 5.42.

**Figura 5.42** - Evolução horário do preço do Mercado Diário no lado Português e no lado Espanhol - Julho de 2011.

Durante o mês de Julho, a diferença média entre os preços verificados no lado Português e no lado Espanhol foi de aproximadamente 0,34 €/MWh. Este valor é superior ao verificado

durante o mês de Janeiro o que significa que o mecanismo de *Market Splitting* terá sido utilizado de forma mais intensa durante o mês de Julho.

Na Figura 5.43 é possível visualizar o gráfico com a evolução dos preços médios diários, no vazio e fora do vazio. De notar que são consideradas horas de vazio, o conjunto horário compreendido entre a hora 1 e a hora 7, enquanto as horas fora de vazio correspondem ao restante conjunto horário, nomeadamente, da hora 8 à hora 24.

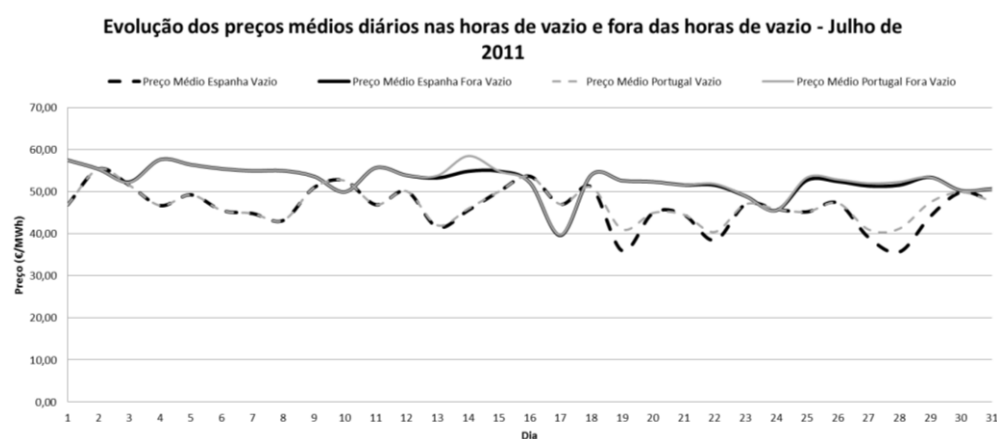


Figura 5.43 - Evolução dos preços no Mercado Diário no vazio e fora do vazio - Julho de 2011.

Os preços médios diários no período de vazio foram superiores aos preços médios fora do vazio em 5 dias do mês de Julho, tanto no lado Português como no lado Espanhol.

Na Tabela 5.35 pode-se verificar o preço máximo e mínimo, obtido tanto nas horas de vazio como fora das horas de vazio, nas duas áreas do mercado.

Tabela 5.35 - Preço mínimo e máximo nas horas de vazio e fora das horas de vazio - Julho de 2011.

€/MWh	Vazio (1-7h)		Fora de Vazio (8-24h)	
	Mínimo	Máximo	Mínimo	Máximo
Lado Espanhol	26,07	59,28	28,07	61,68
Lado Português	35,00	59,28	28,07	64,89

A diferença entre o preço máximo verificado na hora de vazio e o preço máximo fora da hora de vazio não foi muito elevada, nas duas áreas de operação, ao contrário do que se tinha verificado no mês de Janeiro, em que esta diferença foi próxima dos 50 €/MWh.

Por outro lado, a diferença dos preços mínimos verificados, tanto nas horas de vazio como no período fora de vazio, não foi nula, ao contrário do que se tinha verificado no mês de Janeiro. De notar ainda que, curiosamente, em Portugal, o preço mínimo nas horas fora de vazio foi inferior ao preço mínimo nas horas de vazio. Para estas situações, muito contribuiu o facto de nestes meses a presença de tecnologia hídrica ser diminuta, devido à menor

precipitação verificada nos meses de Verão. Também poderá ter-se dado o caso de, no vazio, existirem térmicas que não podem ser desligadas e que fazem com que o preço seja não nulo.

A Figura 5.44 apresenta a evolução horária dos preços no Mercado Diário, ao longo de uma semana do mês de Julho. A semana escolhida para o efeito foi a de 11 até 17 de Julho.

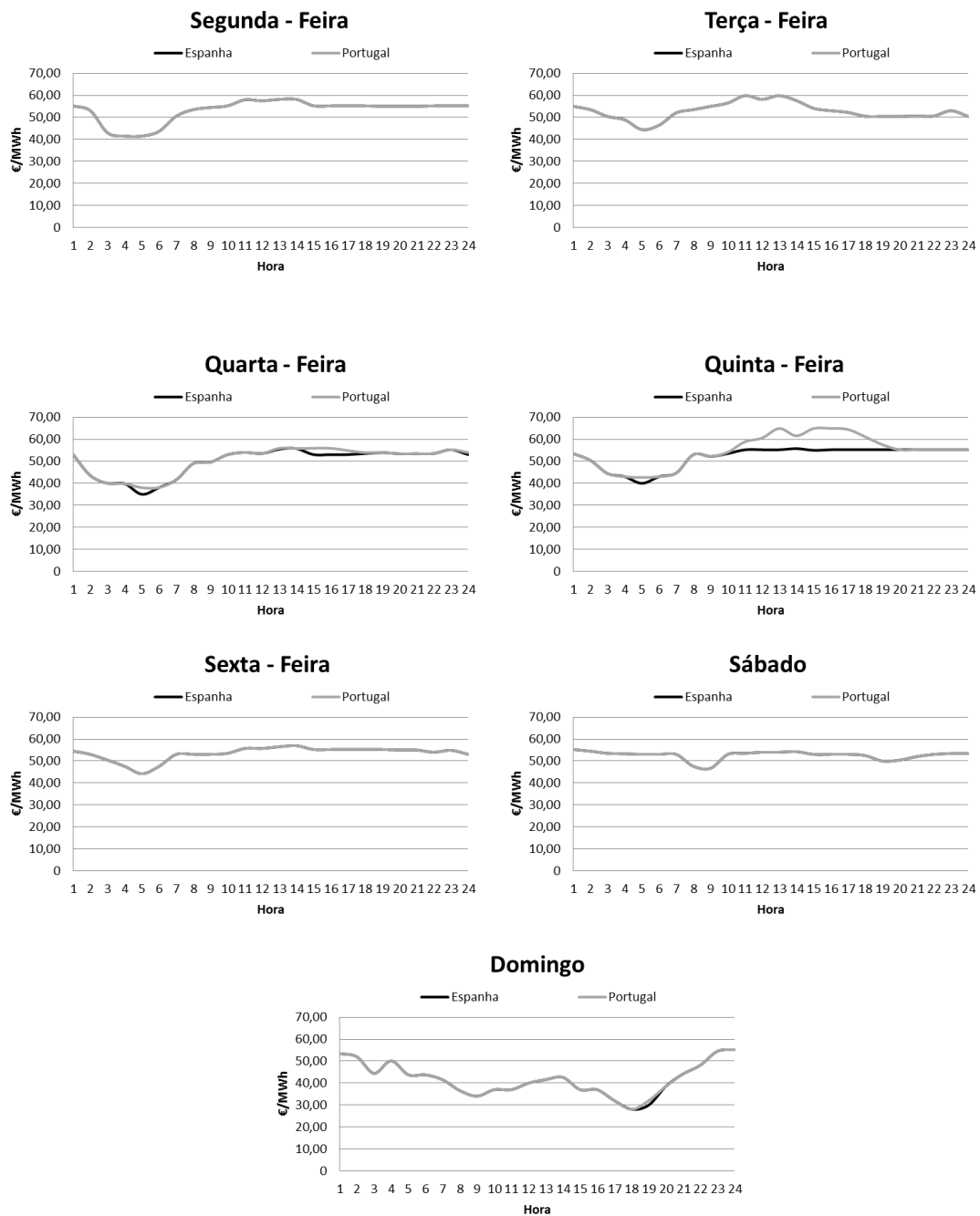


Figura 5.44 - Evolução do preço de Mercado para cada hora da semana de 11 a 17 de Julho de 2011, em ambas as áreas de operação.

Pela análise das figuras anteriores, pode-se verificar que, nesta semana de Julho, o preço no Mercado Diário foi idêntico nas duas áreas de operação na segunda-feira, na terça-feira,

na sexta-feira e no sábado. Nos restantes dias, verificam-se algumas horas nas quais o preço foi diferente, sendo que quinta-feira foi o dia no qual esta diferença foi mais acentuada.

De salientar ainda o facto de, no geral, os preços nas horas de vazio não serem muito diferentes dos preços nas horas fora de vazio. Em média, do lado Português esta diferença foi de 4,71 €/MWh enquanto do lado Espanhol foi de 6,47 €/MWh, o que foi manifestamente inferior ao verificado na semana do mês de Janeiro analisada anteriormente. Nesta, as diferenças foram de 16,02 €/MWh e 16,56 €/MWh respetivamente. Isto vem, mais uma vez, reforçar a ideia de que neste mês, se utilizou mais as térmicas e menos as hídricas no vazio.

5.4.4 - Volume Económico

A Figura 5.45 apresenta um gráfico onde se pode verificar o volume económico transacionado ao longo do mês em análise.

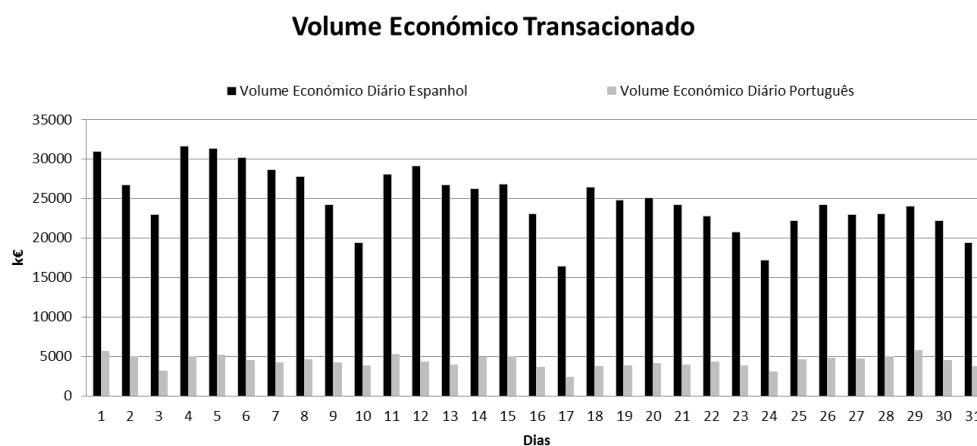


Figura 5.45 - Volume económico transacionado no lado Português e no lado Espanhol - Julho de 2011.

Mais uma vez se verifica que a diferença de volume económico transacionado entre Portugal e Espanha é bastante grande, com Espanha a apresentar um volume muito maior fruto do maior número de consumidores.

A Tabela 5.36 apresenta o volume económico total obtido no mês de Julho e ainda os valores mínimos e máximos verificados durante esse mês.

Tabela 5.36 - Volume económico transacionado no lado Português e no lado Espanhol - Julho de 2011.

k€	Total	Mínimo Mensal	Máximo Mensal
Lado Português	135452	2387	5780
Lado Espanhol	770087	16386	31638

Em relação ao mês de Janeiro, verifica-se que o volume económico mensal diminuiu cerca de 8% no lado Português e aumentou cerca de 3% no lado Espanhol. Estas oscilações devem-se

essencialmente a dois fatores: o preço no Mercado Diário e a energia contratada no mesmo. A energia contratada no Mercado Diário desceu, em média, 20% em Portugal e 15% em Espanha quando comparado com o mês de Janeiro. Por outro lado, verificou-se que os preços médios do mês de Julho aumentaram e que a diferença entre estes preços nas horas de vazio e nas restantes horas foi mais reduzida. Assim, estes dois fatores conjugados permitem explicar tais resultados.

5.4.5 - Market Splitting

Durante o mês em análise, este mecanismo foi aplicado em 7,66% das horas do mês, o que corresponde a 57 das 744 horas que constituem o mês de Julho.

A Figura 5.46 apresenta um gráfico onde se apresentam as diferenças de preço entre o lado Espanhol e o lado Português, respetivamente. Assim quando esta diferença é negativa significa que o preço em Portugal é superior ao preço em Espanha e, como tal, existe um congestionamento no sentido de Espanha para Portugal.

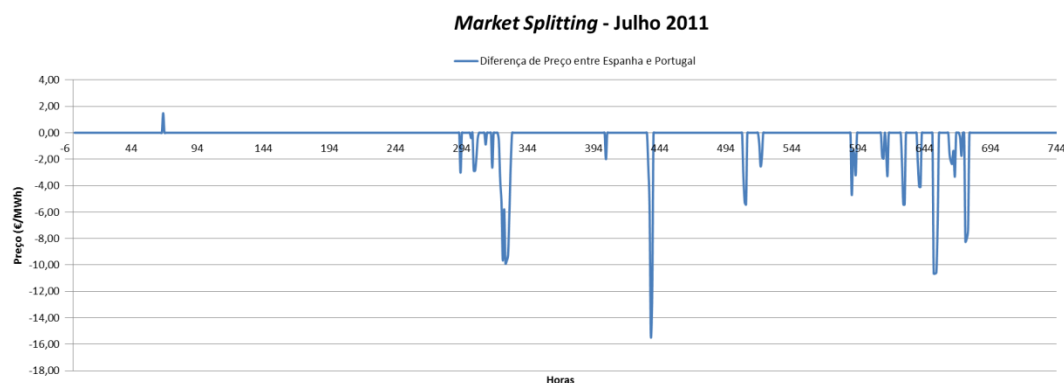


Figura 5.46 - Evolução horária da diferença de preços entre o lado Português e o lado Espanhol - Julho de 2011.

Na Tabela 5.37 estão indicadas as percentagens de tempo nas quais foi necessário recorrer ao *Market Splitting*, em ambos os sentidos da interligação. É ainda indicado o dia e a hora em que se verificou a maior diferença de preço entre os dois lados.

Tabela 5.37 - Percentagem de tempo na qual se utilizou o *Market Splitting* e dia e hora em que tal ocorreu no MIBEL - Julho de 2011.

Sentido Congestionamento	Percentagem	Maior Diferença (€/MWh)	Dia	Hora
Portugal -> Espanha	0,13%	1,48	3	20
Espanha -> Portugal	7,53%	15,37	19	5
Total	7,66%			

Pela tabela anterior, verifica-se que o número de horas em que ocorreu congestionamento no sentido de Portugal para Espanha foi inferior ao verificado no sentido contrário. Na verdade, no sentido de Portugal para Espanha apenas se verificou congestionamento numa das horas do mês de Julho. Já no sentido oposto, verificaram-se congestionamentos em 56 das 744 horas que constituem o mês em análise.

Nos gráficos apresentados na Figura 5.47 e na Figura 5.48, está representada a evolução horária da capacidade da interligação e a sua ocupação, no sentido de Portugal para Espanha e no sentido de Espanha para Portugal respetivamente.

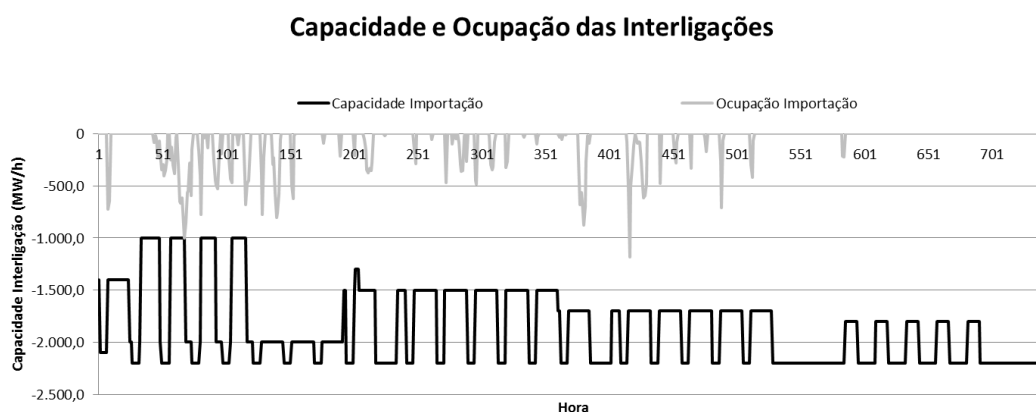


Figura 5.47 - Evolução horária da capacidade e respetiva ocupação das interligações no sentido de Portugal para Espanha - Julho de 2011.

Tal como referido anteriormente, Espanha é considerado o país importador, pelo que os trânsitos indicados correspondem ao sentido de Portugal para Espanha. Por outro lado, tinha-se verificado que, para este mês, apenas tinha sido ativado o mecanismo de *Market Splitting* durante uma hora. Pela análise do gráfico, essa hora corresponde à hora na qual a ocupação iguala a capacidade de importação, o que corresponde à hora 68.

A capacidade e respetiva ocupação da interligação no sentido de Espanha para Portugal encontra-se detalhada na Figura 5.48.

Capacidade e Ocupação das Interligações

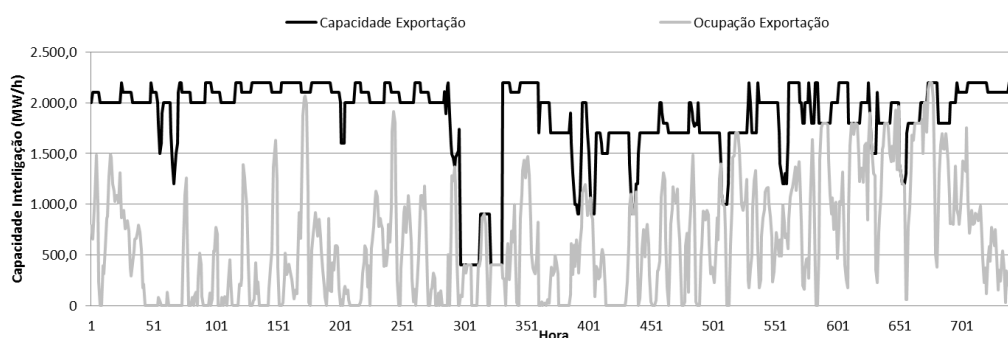


Figura 5.48 - Evolução horária da capacidade e respetiva ocupação das interligações no sentido de Espanha para Portugal - Julho de 2011.

Quando se verifica um congestionamento neste sentido, o preço no lado Português aumenta o que se traduz por uma diferença negativa no gráfico da Figura 5.46.

Na Figura 5.49, apresenta-se uma relação entre a capacidade e a ocupação das interligações e ainda entre estas duas grandezas e a utilização do mecanismo de *Market Splitting*, ao longo do mês de Julho de 2011.

Relação entre a capacidade livre de importação e de exportação, com o *Market Splitting*

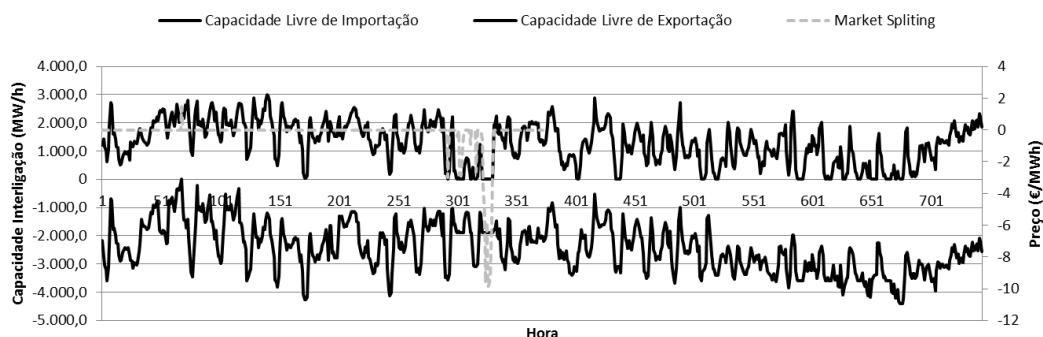


Figura 5.49 - Relação entre a capacidade de importação e exportação com a aplicação do *Market Splitting* - Julho de 2011.

5.4.6 - Tecnologias

5.4.6.1- Tecnologias a Mercado

Na Figura 5.50 e na Figura 5.51 são apresentadas as tecnologias presentes no Mercado do lado Português e do lado Espanhol, ao longo do mês de Julho de 2011.

Energia Diária por Tecnologias em Portugal

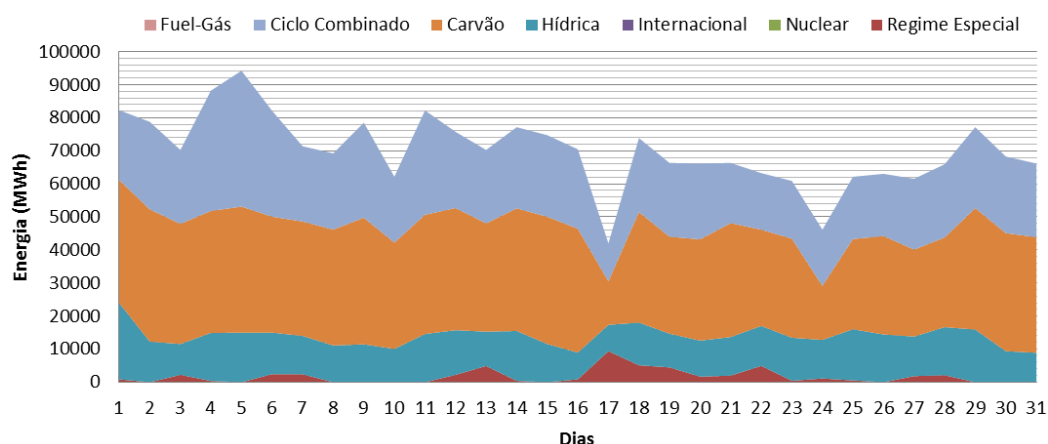


Figura 5.50 - Energia diária, por tecnologia, que vai a Mercado do lado Português - Julho 2011.

Energia Diária por Tecnologias em Espanha

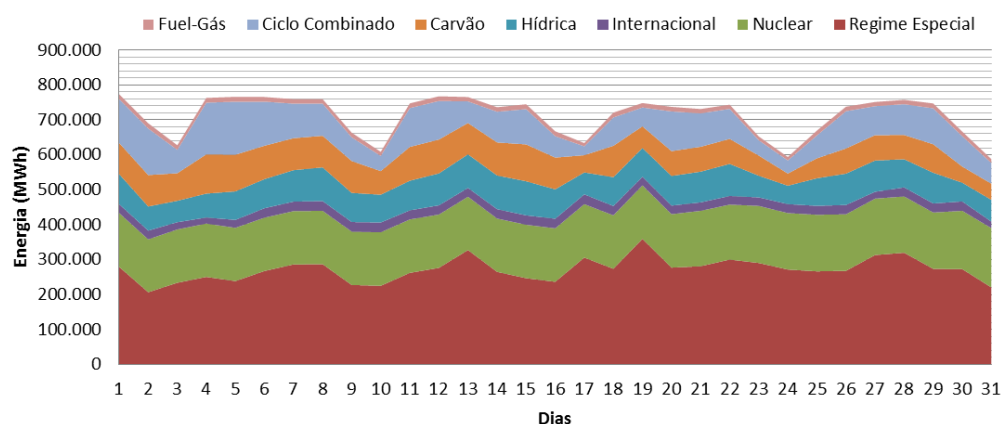


Figura 5.51 - Energia diária, por tecnologia, que vai a Mercado do lado Espanhol - Julho 2011.

Analisando as tecnologias presentes a mercado apresentadas nestas figuras, verificam-se algumas diferenças entre este mês e o mês de Janeiro.

Em Portugal, verificou-se uma diminuição da percentagem de tecnologia hídrica. Esta percentagem passou de 73,70% para 17,70%, o que corresponde a uma descida de 56%. Para compensar esta diminuição, houve um aumento da tecnologia a carvão e a ciclo combinado. Este aumento foi de aproximadamente 42% e 12% respetivamente.

Em Espanha, a diminuição da percentagem de tecnologia hídrica, face ao mês de Janeiro, foi menor do que a verificada em Portugal, ficando-se pelos 10,68%. Esta diminuição levou, naturalmente, ao aumento da percentagem das restantes tecnologias, tendo-se verificado um acréscimo médio de aproximadamente 2% em cada uma das restantes tecnologias. Isto permite concluir que, em relação a Portugal, Espanha tem uma menor dependência da

tecnologia hídrica, o que estará relacionado com a maior variedade de tecnologias que vão a mercado, no lado Espanhol.

A Tabela 5.38 apresenta a contribuição de cada tecnologia, em relação à energia transacionada no Mercado Diário.

Tabela 5.38 - Contribuição de cada tecnologia no Mercado Diário no lado Português e no lado Espanhol - Julho de 2011.

	Lado Português		Lado Espanhol	
	MWh	Percentagem	MWh	Percentagem
Regime Especial	50207	2,31%	8409873	38,08%
Nuclear	0	0,00%	4841195	21,92%
Internacional	0	0,00%	781738	3,54%
Hídrica	385332	17,70%	2498354	11,31%
Carvão	1017492	46,73%	2440691	11,05%
Ciclo Combinado	724467	33,27%	2715677	12,30%
Fuel-Gás	0	0,00%	398016	1,80%
Total	2177498	100,00%	22085544	100,00%

Pela tabela anterior verifica-se que, em Portugal, a tecnologia mais relevante no mês de Julho foi o carvão, seguindo-se o ciclo combinado e a tecnologia hídrica. Em Espanha, a tecnologia mais relevante foi o regime especial seguindo-se a nuclear e a de ciclo combinado. De notar que as percentagens de ciclo combinado, hídrica e carvão foram muito próximas durante este mês de Julho, em Espanha.

De acordo com a referência [44], este mês foi classificado como seco a extremamente seco em quase todo o território nacional, o que explica a descida tão acentuada na percentagem da hídrica a mercado.

5.4.6.2- Tecnologias que marcaram o preço marginal no Mercado Diário

As principais tecnologias que marcaram o preço no Mercado Diário, em ambas as áreas de operação, podem ser visualizadas na Tabela 5.39 e na Tabela 5.40. Nestas tabelas é indicado o número de horas em que cada tecnologia definiu o preço no Mercado Diário, para cada dia do mês de Julho do ano de 2011.

Tabela 5.39 - Número de horas de cada dia em que cada tecnologia marcou o preço no Mercado Diário em Portugal - Julho de 2011.

Dia	Bombagem	Hídrica	Importações Inter.	Regime Especial	Térmica C.C	Térmicas Convencional	Import. de Espanha
1	2	10	0	0	3	11	0
2	1	3	0	0	10	11	0
3	2	3	0	2	11	11	0
4	0	4	1	1	12	7	0
5	0	7	1	1	11	11	0
6	3	3	1	1	10	10	0
7	2	1	0	2	12	10	0
8	6	4	0	7	8	9	0
9	4	3	0	2	7	14	0
10	6	6	0	3	7	12	0
11	3	1	0	4	9	14	0
12	4	4	0	2	5	14	0
13	0	6	0	2	7	11	0
14	0	9	0	0	5	12	0
15	0	3	0	3	8	14	0
16	1	8	0	1	10	13	0
17	1	6	0	1	11	11	0
18	6	7	1	1	8	13	0
19	0	6	0	0	10	14	0
20	3	3	0	2	8	11	0
21	3	3	3	4	12	14	0
22	5	7	0	3	10	4	0
23	7	5	0	4	9	7	0
24	5	6	0	0	7	9	0
25	2	8	0	0	9	7	0
26	0	4	0	2	13	8	0
27	2	8	1	2	9	7	0
28	2	5	2	1	9	9	0
29	4	4	1	2	4	14	0
30	0	5	0	1	8	13	0
31	2	3	0	2	10	11	0

Tabela 5.40 - Número de horas de cada dia em que cada tecnologia marcou o preço no Mercado Diário em Espanha - Julho de 2011.

Dia	Bombagem	Hídrica	Importações Inter.	Regime Especial	Térmica C.C	Térmicas Convencional	Import. de Portugal
1	2	10	0	0	3	11	0
2	1	3	0	0	10	11	0
3	3	4	0	2	10	11	0
4	0	4	1	1	12	7	0
5	0	7	1	1	11	11	0
6	3	3	1	1	10	10	0
7	2	1	0	2	12	10	0
8	6	4	0	7	8	9	0
9	4	3	0	2	7	14	0
10	6	6	0	3	7	12	0
11	3	1	0	4	9	14	0
12	4	4	0	2	5	14	0
13	1	3	1	3	8	13	0
14	0	0	0	2	6	19	0
15	0	3	0	3	8	14	0
16	1	8	0	1	10	13	0
17	2	6	0	1	10	11	0
18	6	7	1	1	8	13	0
19	0	8	0	1	9	12	0
20	3	3	0	2	8	11	0
21	3	3	3	4	12	14	0
22	6	4	0	3	11	5	0
23	7	5	0	4	9	7	0
24	5	6	0	0	7	9	0
25	3	4	0	0	13	7	0
26	0	0	0	2	15	10	0
27	2	7	1	2	11	8	0
28	6	0	4	1	10	7	0
29	6	3	1	2	5	12	0
30	0	5	0	1	8	13	0
31	2	3	0	2	10	11	0

Os valores presentes nas Tabelas anteriores indicam que, em Janeiro de 2011, em Portugal e em Espanha, foi predominantemente a tecnologia térmica convencional e térmica de ciclo combinado que marcaram o preço no Mercado Diário.

Os gráficos da Figura 5.52 e da Figura 5.53 apresentam, em percentagem, a contribuição de cada tecnologia no preço de mercado em Portugal e em Espanha respetivamente.

Tecnologias que marcaram o preço do Mercado Diário em Portugal - Julho 2011

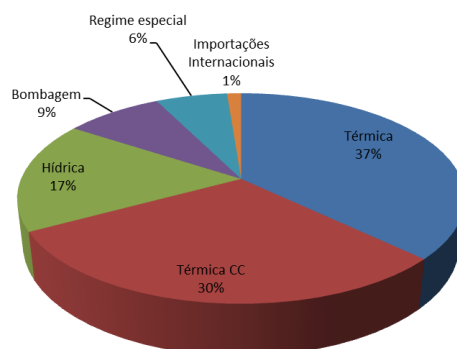


Figura 5.52 - Tecnologias que marcaram o preço do Mercado Diário em Portugal - Julho de 2011.

Tecnologias que marcaram o preço do Mercado Diário em Espanha - Julho 2011

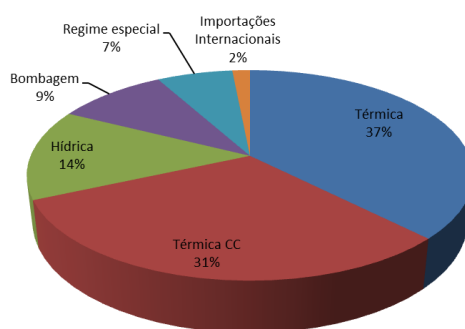


Figura 5.53 - Tecnologias que marcaram o preço do Mercado Diário em Espanha - Julho de 2011.

Pela análise dos gráficos das figuras anteriores pode-se constatar que, neste mês, as percentagens referentes às tecnologias que marcaram o preço no Mercado Diário em Portugal foram praticamente iguais às percentagens que marcaram o preço em Espanha. As tecnologias que mais vezes marcaram o preço de mercado foram a térmica convencional, a térmica de ciclo combinado e a hídrica.

As principais tecnologias que marcaram o preço de mercado, em termos horários, são as apresentadas na Tabela 5.41 e na Tabela 5.42 para Portugal e Espanha, respetivamente.

Tabela 5.41 - Número de dias para cada hora, em que cada tecnologia marcou o preço no Mercado Diário em Portugal - Julho de 2011.

Hora	Bombagem	Hídrica	Importações Inter.	Regime Especial	Térmica C.C	Térmicas Convencional	Import. de Espanha
1	3	1	0	1	13	16	0
2	0	5	0	4	15	15	0
3	2	6	0	1	11	17	0
4	3	6	0	1	7	17	0
5	1	3	0	1	10	18	0
6	2	3	0	2	12	16	0
7	0	7	1	2	12	12	0
8	3	6	0	4	11	13	0
9	4	1	2	3	17	11	0
10	6	4	2	1	10	14	0
11	1	5	0	3	16	13	0
12	5	6	1	2	7	16	0
13	6	6	1	3	11	14	0
14	5	8	0	3	13	11	0
15	5	11	4	3	6	14	0
16	4	11	0	5	7	14	0
17	6	11	0	3	9	13	0
18	4	6	0	2	10	14	0
19	1	7	0	4	15	14	0
20	2	8	0	2	12	10	0
21	6	8	0	3	15	11	0
22	3	9	0	1	10	16	0
23	1	10	0	2	10	13	0
24	3	7	0	0	13	14	0

Tabela 5.42 - Número de dias para cada hora, em que cada tecnologia marcou o preço no Mercado Diário em Espanha - Julho de 2011.

Hora	Bombagem	Hídrica	Importações Inter.	Regime Especial	Térmica C.C	Térmicas Convencional	Import. de Portugal
1	2	1	0	1	13	16	0
2	0	5	0	4	15	15	0
3	4	6	0	1	11	17	0
4	5	6	0	1	7	17	0
5	4	3	0	1	10	18	0
6	2	3	0	2	12	16	0
7	0	7	1	2	12	12	0
8	3	6	0	4	11	13	0
9	4	1	2	3	17	11	0
10	5	4	2	1	10	14	0
11	1	5	0	3	16	13	0
12	5	6	1	2	7	16	0
13	7	6	1	3	11	14	0
14	4	8	0	3	13	11	0
15	5	11	4	3	6	14	0
16	4	11	0	5	7	14	0
17	5	11	0	3	9	13	0
18	4	6	0	2	10	14	0
19	2	7	0	4	15	14	0
20	2	8	0	2	12	10	0
21	5	8	0	3	15	11	0
22	3	9	0	1	10	16	0
23	1	10	0	2	10	13	0
24	4	7	0	0	13	14	0

Analisando os dados presentes na Tabela 5.41 verifica-se que durante as horas de vazio, isto é entre a 1 e as 7 horas da manhã, foi geralmente a térmica convencional e a térmica de ciclo combinado que mais vezes definiram o preço de mercado. Por outro lado, nas restantes horas, foi também a térmica convencional e a térmica de ciclo combinado que mais vezes definiram o preço de mercado. De salientar ainda a importância das tecnologias hídrica e bombagem na definição do preço de mercado fora das horas de vazio.

Em Espanha, as tecnologias que mais vezes definiram o preço de mercado seguiram a mesma tendência que em Portugal, tanto para as horas de vazio como para as restantes horas.

5.4.7 - Relação entre as tecnologias e o preço no Mercado Diário

A Figura 5.54 e a Figura 5.55 apresentam a relação entre as três tecnologias que maior impacto tiveram no Mercado Diário, ao longo do mês de Julho, e o preço médio registado nesse mesmo mercado, ao longo desse mesmo mês.

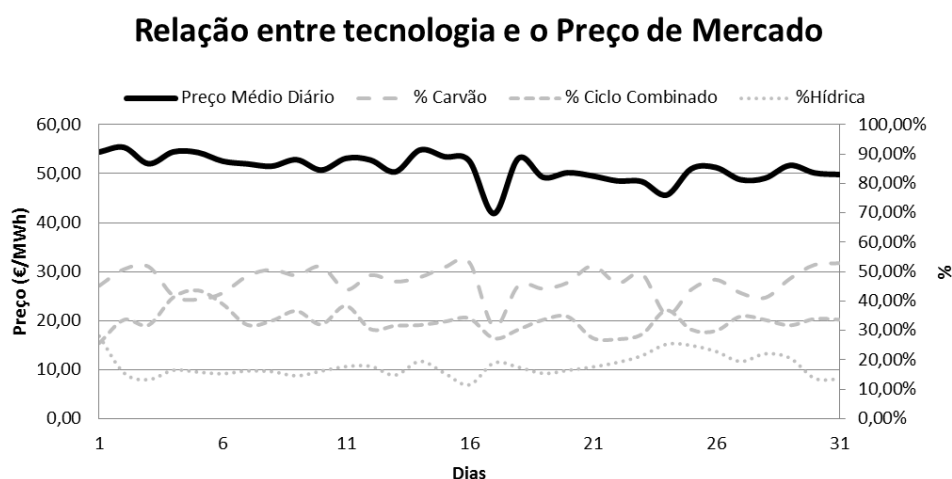


Figura 5.54 - Relação entre a tecnologia utilizada e o preço médio diário no Mercado Diário em Portugal - Julho de 2011.

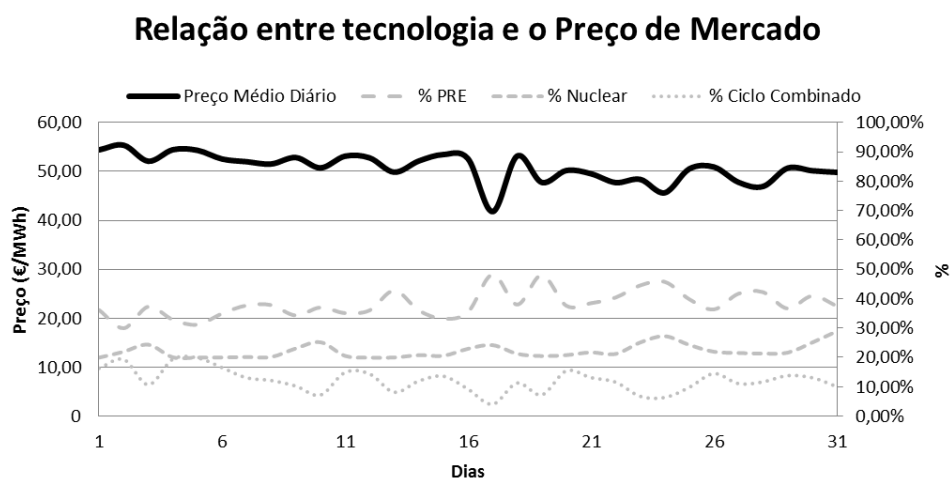


Figura 5.55 - Relação entre a tecnologia utilizada e o preço médio diário no Mercado Diário em Espanha - Julho de 2011.

Pela análise da Figura 5.54, verifica-se que existe uma forte relação entre o preço médio no Mercado Diário e a percentagem de tecnologia térmica a carvão verificada em cada dia, nesse mesmo mercado. Como se pode verificar, quando a percentagem desta tecnologia diminui, há uma tendência para que o preço verificado no Mercado Diário diminua. Também a

percentagem de ciclo combinado parece acompanhar o preço médio no Mercado Diário. Por outro lado sempre que a percentagem de hídrica aumenta, parece haver um abaixamento no preço médio no Mercado Diário. Assim, parece pertinente concluir que as tecnologias com custo associados mais elevados influenciam o preço no Mercado Diário de forma direta enquanto a tecnologia hídrica, que possuiu custos associados mais baixos, influencia o preço de forma inversa, pelo que o seu aumento origina uma diminuição do preço.

Por seu turno, no lado Espanhol verifica-se que um aumento na percentagem de PRE faz com que o preço médio no Mercado Diário diminua. O mesmo se pode concluir da tecnologia nuclear. Já a percentagem de ciclo combinado parece acompanhar a evolução do preço no Mercado Diário pelo que, um aumento desta percentagem leva ao aumento deste último.

5.5 - Mercado de Serviços de Sistema - Julho de 2011

De seguida, efetuar-se-á uma análise aos resultados do Mercado de Serviços de Sistema durante o mês de Julho do ano de 2011. De notar que esta análise será idêntica à efetuada anteriormente, para o mês de Janeiro, pelo que só as conclusões mais pertinentes ou as que difiram da análise anterior, é que serão apresentadas.

5.5.1 - Reserva Secundária

5.5.1.1- Evolução do Preço da Banda de Reserva

O preço médio diário da banda de reserva secundária durante o mês de Julho de 2011, em Portugal e em Espanha, foi o apresentado no gráfico da Figura 5.56.

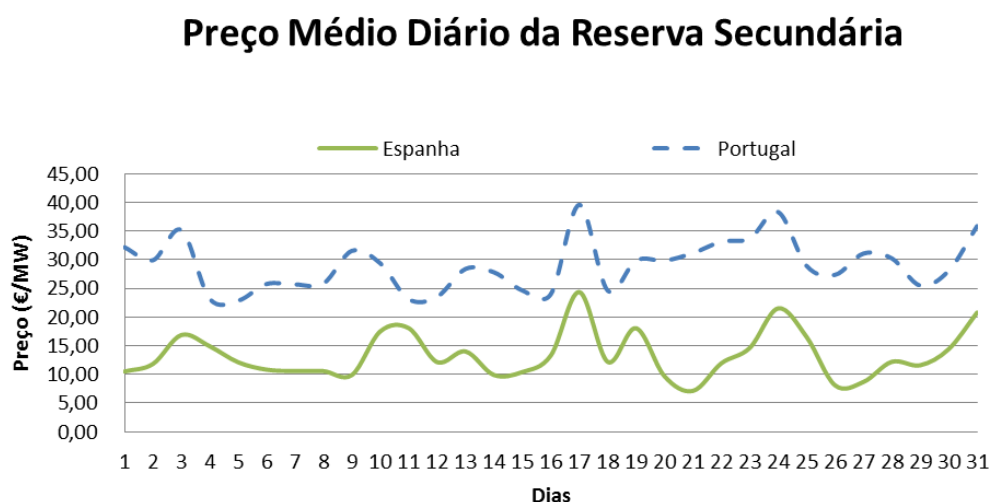


Figura 5.56 - Evolução do preço médio diário da banda de reserva secundária em Portugal e em Espanha - Julho de 2011.

Tal como se pode verificar, ao longo deste mês, o preço médio da banda de reserva secundária em Espanha foi sempre inferior ao preço médio verificado em Portugal. Tal como

referido anteriormente, uma possível explicação para esta situação pode estar relacionado com o facto do Mercado de Serviços de Sistema em Portugal ser relativamente recente e não se encontrar devidamente consolidado, quando comparado com o mesmo mercado mas em Espanha.

Na Tabela 5.43 estão registados os valores diários médios mais elevado e mais reduzido bem como o valor médio mensal do preço registado para a banda de reserva secundária, no lado Português e no lado Espanhol, durante o mês de Julho de 2011.

Tabela 5.43 - Valores diários médios mais elevado e mais reduzido e valor médio mensal do preço da banda de reserva secundária em Portugal e em Espanha - Julho de 2011.

	Lado - Português		Lado Espanhol	
€/MW	Preço	Dia	Preço	Dia
Máximo	39,56	17 (Dom)	24,37	17 (Dom)
Mínimo	22,86	5 (Ter)	7,12	21 (Qui)
Médio	29,04		13,39	

Pela análise dos valores presentes na tabela anterior, verifica-se que o preço médio verificado em Espanha, durante o mês de Julho, foi cerca de 16 €/MW inferior ao preço médio verificado em Portugal.

Em termos horários, os preços mínimo e máximo verificado durante o mês de Julho, no lado Português e no lado Espanhol, foram os apresentados na Tabela 5.44.

Tabela 5.44 - Preços máximos e mínimos obtidos, no Mercado relativo à banda de reserva secundária, no lado Português e no lado Espanhol - Julho de 2011.

€/MW	Lado Espanhol	Hora	Dia	Lado Português	Hora	Dia
Preço Máx.	79,13	9	17 (Dom)	39,85	7	24 (Dom)
Preço Min.	2,90	11-13	21 (Qui)	17,68	11-13	11 (Seg)

Na Figura 5.57 é possível verificar a evolução do preço médio da banda de reserva secundária, em Portugal e em Espanha, bem como a evolução do preço médio do Mercado Diário em Portugal, ao longo do mês de Julho de 2011.

Preço Médio Diário da Reserva Secundária vs Preço Médio Mercado Diário

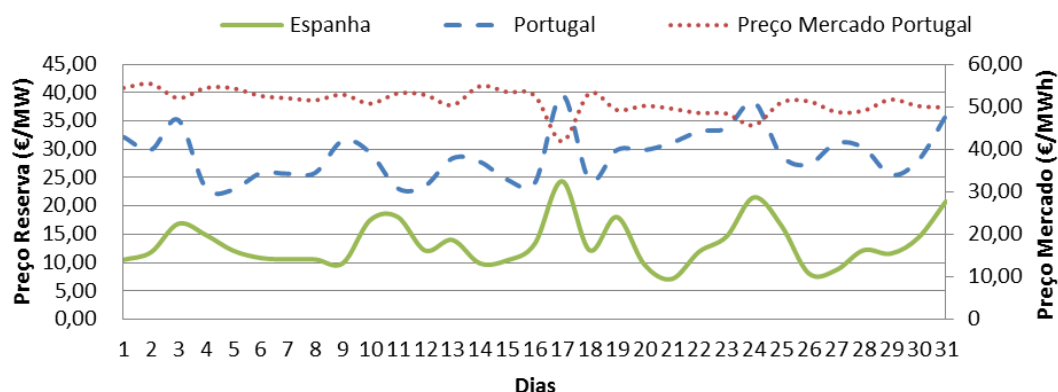


Figura 5.57 - Comparação da evolução do preço médio diário da banda de reserva secundária em Portugal e em Espanha com a evolução do preço médio do Mercado Diário em Portugal - Julho de 2011.

Ao longo do mês de Julho, verificou-se que o preço médio do Mercado Diário do lado Português foi, de modo geral, superior ao preço médio diário da reserva secundária em Portugal e em Espanha. Por outro lado, parece verificar-se a tendência identificada anteriormente. Quando o preço médio no Mercado Diário Português aumenta, o preço médio da reserva secundária em Portugal diminui e vice-versa.

5.5.1.2- Evolução da Banda de Reserva Contratada

A evolução da banda de reserva de regulação secundária contratada, em Portugal, durante o mês de Julho de 2011 é a apresentada na Figura 5.58.

Banda Diária Contratada em Portugal - Julho 2011

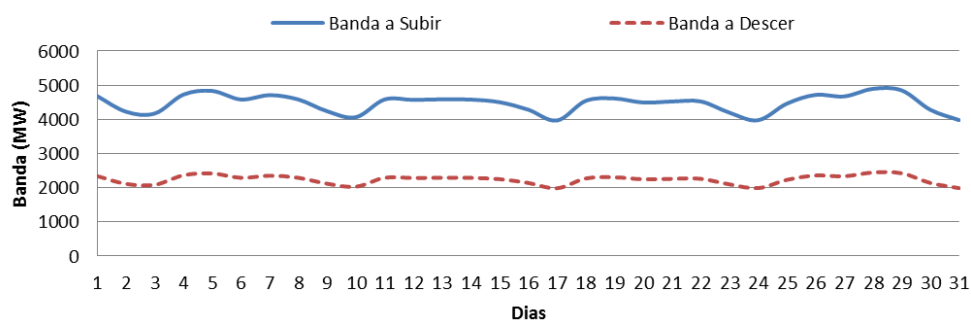


Figura 5.58 - Evolução da banda de regulação secundária contratada, a subir e a descer, em Portugal - Julho de 2011.

A banda de reserva de regulação secundária contratada a subir foi sempre superior à banda de reserva de regulação secundária contratada a descer tendo esta situação sido já explicada anteriormente.

Em Espanha, a evolução banda de reserva de regulação secundária contratada durante o mês de Julho de 2011 é a apresentada na Figura 5.59.

Banda Diária Contratada em Espanha - Julho 2011

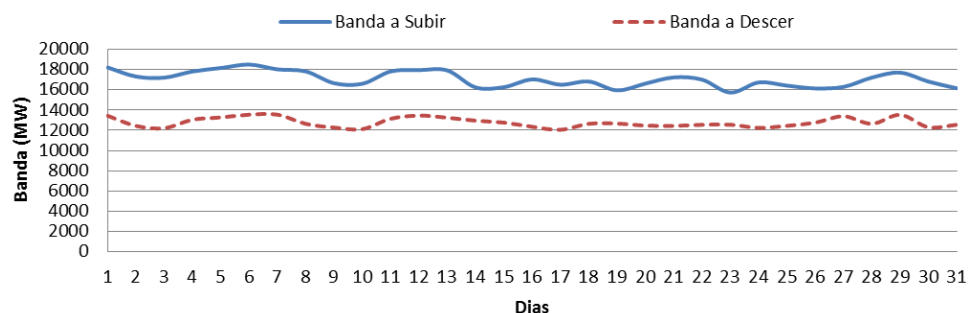


Figura 5.59 - Evolução da banda de regulação secundária contratada, a subir e a descer, em Espanha - Julho de 2011.

Mais uma vez se verifica que a banda de reserva de regulação secundária contratada a subir foi sempre superior à banda de reserva de regulação secundária contratada a descer. Contudo, em Espanha, o TSO não usa a proporção de 2/3 para a banda a subir e de 1/3 para a banda a descer.

Na Tabela 5.45 estão registados os valores máximos, mínimos e médios da banda de reserva de regulação secundária contratada, no lado Português e no lado Espanhol, durante o mês de Julho de 2011.

Tabela 5.45 - Valores máximos, mínimos e médios da banda de reserva de regulação secundária contratada a subir e a descer em Portugal e em Espanha - Julho de 2011.

Banda (MW)	Lado - Português				Lado Espanhol			
	A Subir	Dia	A Descer	Dia	A Subir	Dia	A Descer	Dia
Máximo	4895	28 (Qui)	2446	28 (Qui)	18515	6 (Qua)	13552	7 (Qui)
Mínimo	3967	17 (Dom)	1984	14 (Qui)	15743	23 (Sáb)	12059	17 (Dom)
Médio	4471		2235		17073		12769	

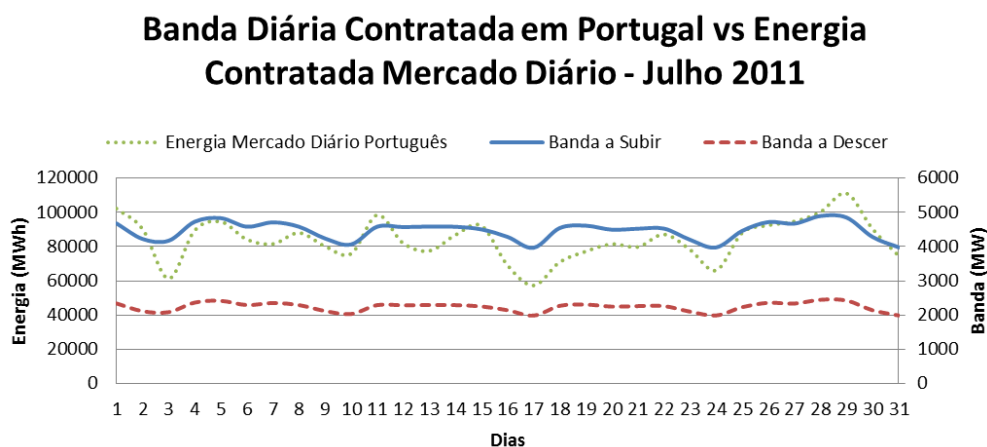
Pela tabela anterior pode-se verificar que, à semelhança do que se verificou no Mercado Diário, a banda contratada em Espanha é bastante superior à banda contratada em Portugal o que atende às diferentes necessidades de Espanha quando comparadas com as de Portugal.

Em termos horários, os valores máximo e mínimo da banda de reserva de regulação secundária contratada a subir e a descer durante o mês de Julho, no lado Português, foram os apresentados na Tabela 5.46.

Tabela 5.46 - Valores máximos e mínimos da banda de reserva de regulação secundária contratada a subir e a descer, em Portugal - Julho de 2011.

Banda MW	Lado Português	Hora	Dia
Máx. Subir	249	1	23 (Sáb)
Min. Subir	104	6	11 (Seg)
Máx. Descer	125	1	23 (Sáb)
Min. Descer	52	6	11 (Seg)

A comparação entre a banda de reserva de regulação secundária contratada a subir e a descer e a energia contratada no Mercado Diário no lado Português, durante o mês de Julho de 2011, está visível no gráfico da Figura 5.60.

**Figura 5.60** - Comparação entre a banda de regulação secundária contratada, a subir e a descer e a energia contratada no Mercado Diário Português - Julho de 2011.

Tal como se pode verificar, durante o mês de Julho de 2011, a evolução da energia contratada no Mercado Diário Português é idêntica à evolução da banda de regulação secundária contratada, tanto a subir como a descer.

5.5.1.3- Evolução da Energia de Regulação Secundária Utilizada

A evolução da energia de regulação secundária mobilizada, em Portugal, durante o mês de Julho de 2011 é a apresentada na Figura 5.61.

Energia Diária Mobilizada em Portugal - Julho 2011

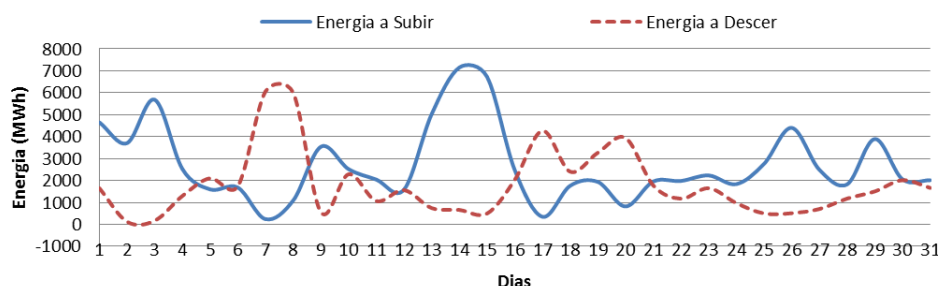


Figura 5.61 - Evolução da energia diária de regulação secundária mobilizada, a subir e a descender, em Portugal - Julho de 2011.

Ao contrário do que se tinha verificado no mês de Janeiro, a energia de regulação secundária mobilizada a subir nem sempre foi superior à energia mobilizada a descender.

A evolução desta mesma energia do lado Espanhol, ao longo do mês de Julho de 2011, foi a apresentada na Figura 5.62.

Energia Diária Mobilizada em Espanha - Julho 2011

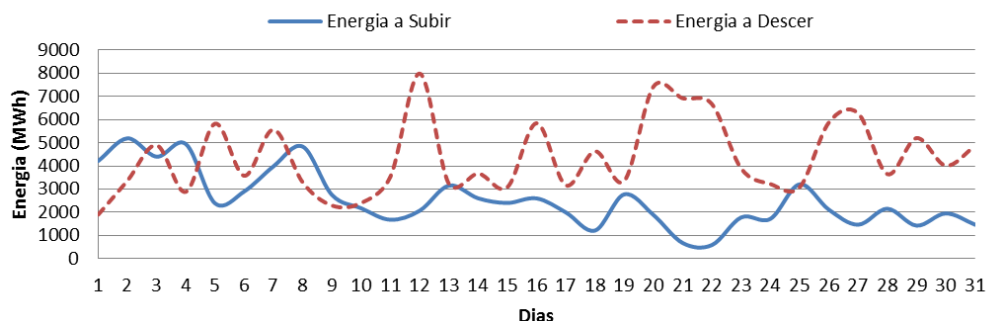


Figura 5.62 - Evolução da energia diária de regulação secundária mobilizada, a subir e a descender, em Espanha - Julho de 2011.

Pela figura anterior, verifica-se que no lado espanhol, houve dias nos quais a energia mobilizada a descender foi superior à energia mobilizada a subir.

A Tabela 5.47 apresenta os valores máximos, mínimos e médios da energia diária de regulação secundária mobilizada, a subir e a descender, tanto em Portugal como em Espanha.

Tabela 5.47 - Valores máximos, mínimos e médios da energia diária de regulação secundária mobilizada a subir e a descender em Portugal e em Espanha - Julho de 2011.

Energia (MWh)	Lado Português				Lado Espanhol			
	A Subir	Dia	A Descer	Dia	A Subir	Dia	A Descer	Dia

Mínimo	242	7 (Qui)	123	2 (Sáb)	588	22 (Sex)	1897	1 (Sex)
Máximo	7152	14 (Qui)	6062	7 (Qui)	5191	2 (Sáb)	7987	12 (Ter)
Médio	2727		1809		2539		4374	

Em termos horários, os valores máximo e mínimo da energia diária de regulação secundária mobilizada a subir e a descer durante o mês de Julho, no lado Português, foram os apresentados na Tabela 5.48.

Tabela 5.48 - Valores máximos e mínimos da energia diária de regulação secundária mobilizada a subir e a descer, em Portugal - Julho de 2011.

Energia MWh	Lado Português	Hora	Dia
Máx. Subir	711	8	3 (Dom)
Min. Subir	0	11-23	1 (Sex)
Máx. Descer	701	4	20 (Qua)
Min. Descer	0	14-24	31 (Dom)

De notar que existiram mais dias em que se verificou uma energia mínima a subir e a descer igual a zero. Contudo, apenas são apresentados os dias nos quais se verificaram um maior número de horas consecutivas em que esta energia foi nula.

5.5.2 - Reserva Terciária

5.5.2.1- Evolução do Preço

A evolução do preço médio diário da reserva terciária, em Portugal, no decorrer do mês de Julho é a apresentada na Figura 5.63.

Evolução do Preço médio diário da reserva terciária em Portugal - Julho de 2011

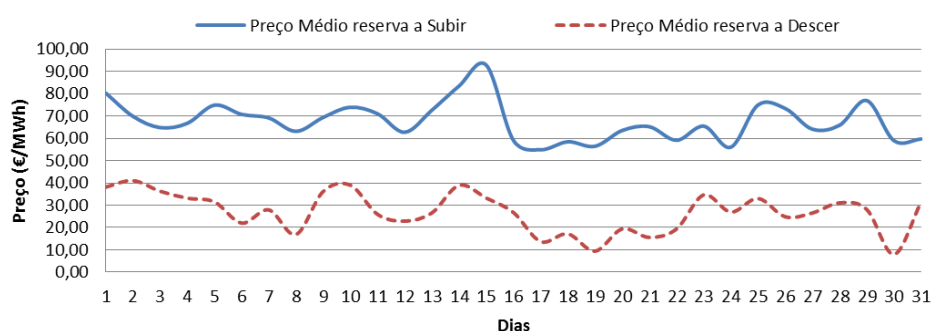


Figura 5.63 - Evolução do preço médio diário da energia de regulação terciária mobilizada, a subir e a descer, em Portugal - Julho de 2011.

Em Portugal, durante o mês de Julho de 2011, o preço médio diário da reserva terciária a subir foi sempre superior ao preço médio diário da reserva terciária a descer.

Do lado Espanhol, a evolução do preço médio diário da reserva terciária foi a apresentada na Figura 5.64.

Evolução do Preço médio diário da reserva terciária em Espanha - Julho de 2011

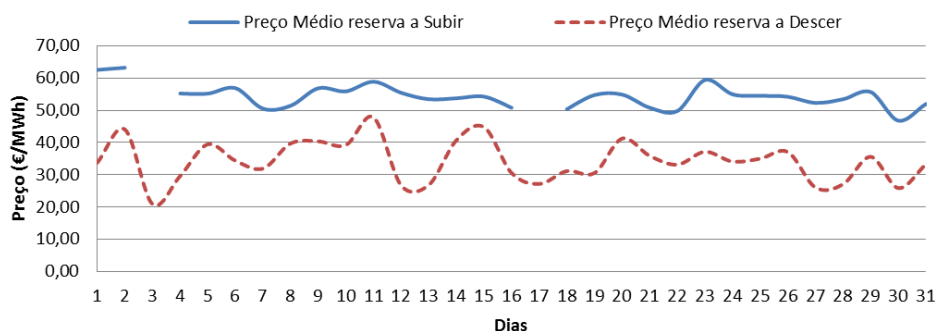


Figura 5.64 - Evolução do preço médio diário da energia de regulação terciária mobilizada, a subir e a descer, em Espanha - Julho de 2011.

Em Espanha, e à semelhança do que se verificou em Portugal, o preço médio da reserva a descer foi sempre inferior ao preço médio da reserva a subir. Mais uma vez, verificou-se que não existem valores para energia a subir em alguns dias do mês de Julho. Tal situação já foi explicada anteriormente e está relacionada com o facto de, nestes dias, não ter sido mobilizada energia de regulação terciária a subir.

Na Tabela 5.49 estão registados os valores diários médios mais elevado e mais reduzido bem como o valor médio mensal do preço diário da energia de regulação terciária mobilizada, a subir e a descer, no lado Português e no lado Espanhol, durante o mês de Julho de 2011.

Tabela 5.49 - Valores diários médios mais elevado e mais reduzido e valor médio mensal do preço diário da energia de regulação terciária mobilizada em Portugal e em Espanha - Julho de 2011.

	Lado - Português				Lado Espanhol			
Preço (€/MWh)	A Subir	Dia	A Descer	Dia	A Subir	Dia	A Descer	Dia
Mínimo	54,87	17 (Dom)	7,95	30 (Sáb)	46,84	30 (Sáb)	20,92	3 (Dom)
Máximo	92,84	15 (Sex)	41,04	2 (Sáb)	63,27	2 (Sáb)	47,85	11 (Seg)
Médio	67,68		26,95		54,46		34,25	

Pelos dados da tabela anterior pode-se verificar que no mês de Julho de 2011, o preço médio a subir, em Espanha, foi inferior ao preço médio a subir em Portugal enquanto que o preço médio a descer foi superior em Espanha.

A Tabela 5.50 apresenta os valores máximos e mínimos obtidos para o preço de mercado referente à reserva terciária, em Portugal e em Espanha, durante o mês de Julho de 2011.

Tabela 5.50 - Preços máximos e mínimos obtidos, no mercado relativo à reserva terciária, no lado Português e no lado Espanhol - Julho de 2011.

Preço (€/MWh)	Lado Português	Dia	Hora	Lado Espanhol	Dia	Hora
Máx. Subir	180,00	5 (Ter)	10	74,63	1 (Sex)	12
Min. Subir	40,00	19 (Ter)	3,6,7	41,10	28 (Qui)	4
Máx. Descer	100,00	23 (Sáb)	1	49,93	15 (Sex)	13
Min. Descer	0,00	8 (Sex)	2-8	0,00	3 (Dom)	15-18

A Figura 5.65 apresenta uma comparação entre os preços médios da energia a subir e a descer, em Portugal e em Espanha.

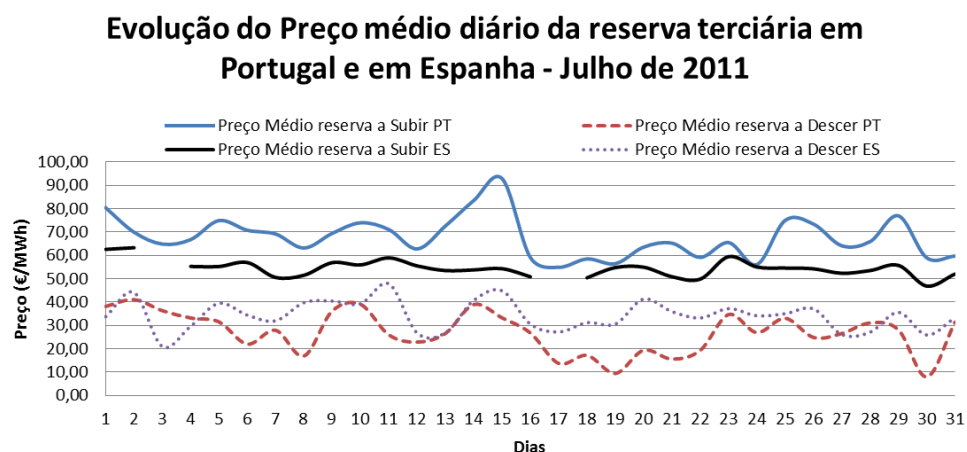


Figura 5.65 - Comparação entre a evolução do preço médio diário da energia de regulação terciária mobilizada, a subir e a descer, em Portugal com a evolução desse mesmo preço em Espanha - Julho de 2011.

De modo geral, verifica-se que o preço médio da reserva terciária a descer, em Espanha, é superior a esse mesmo preço em Portugal. Por outro lado, o preço médio da reserva terciária a subir é superior em Portugal, quando comparado com o preço médio a subir em Espanha.

Relativamente ao preço da energia de regulação terciária, quando comparado com o preço do Mercado Diário em Portugal, verifica-se que o preço médio do Mercado Diário ficou, em todos os dias deste mês, entre o preço médio da energia a subir e o preço médio da energia a descer. Esta situação pode ser confirmada pela Figura 5.66.

Evolução do Preço médio diário da reserva terciária vs Preço Mercado Diário em Portugal - Julho de 2011

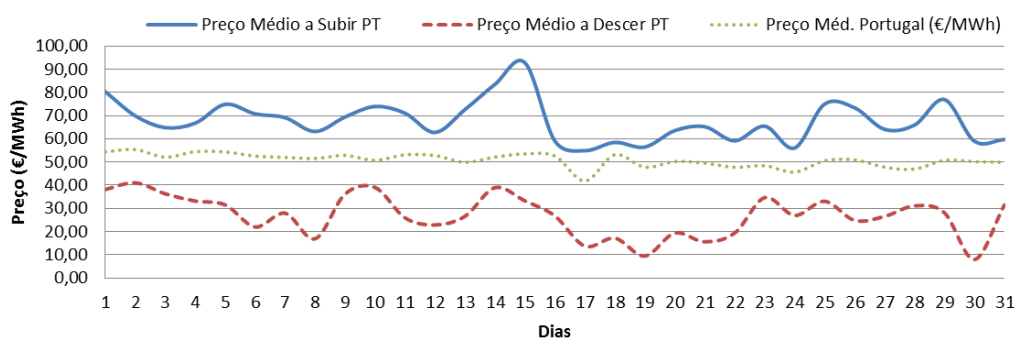


Figura 5.66 - Comparação entre a evolução do preço médio diário da energia de regulação terciária mobilizada, a subir e a descer, em Portugal com a evolução do preço médio do Mercado Diário em Portugal - Julho de 2011.

5.5.2.2- Evolução da Energia de Reserva Terciária Utilizada

A evolução da energia de regulação terciária mobilizada, a subir e a descer em Portugal, foi a apresentada na Figura 5.67.

Evolução da Energia diária de Regulação Terciária em Portugal - Julho de 2011

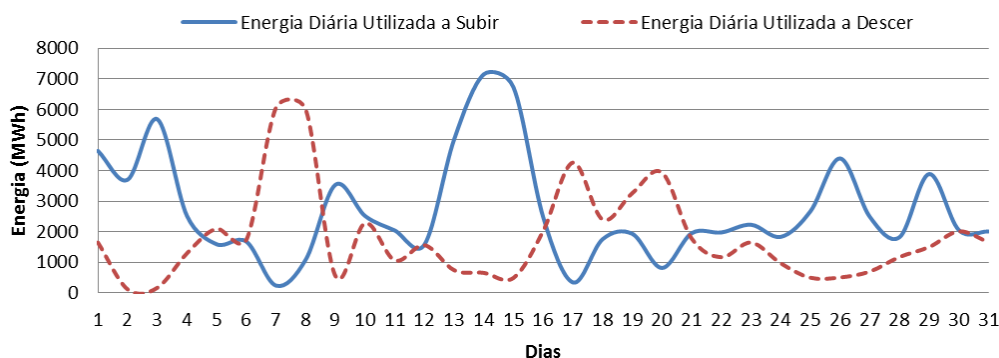


Figura 5.67 - Evolução da energia diária de regulação terciária mobilizada, a subir e a descer, em Portugal - Julho de 2011.

Do lado Espanhol, a evolução da energia de regulação terciária mobilizada, a subir e a descer, é a apresentada na Figura 5.68.

Evolução da Energia diária de Regulação Terciária em Espanha - Janeiro de 2011

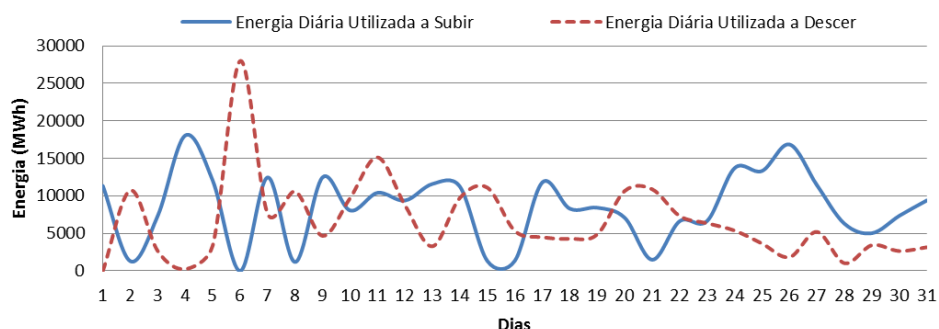


Figura 5.68 - Evolução da energia diária de regulação terciária mobilizada, a subir e a descer, em Espanha - Julho de 2011.

Na Tabela 5.51 estão registados os valores máximos, mínimos e médios da energia diária de regulação terciária mobilizada, a subir e a descer, no lado Português e no lado Espanhol, durante o mês de Janeiro de 2011.

Tabela 5.51 - Valores máximos, mínimos e médios da energia diária de regulação terciária mobilizada em Portugal e em Espanha - Julho de 2011.

	Lado - Português				Lado Espanhol			
Energia (MWh)	A Subir	Dia	A Descer	Dia	A Subir	Dia	A Descer	Dia
Mínimo	241,60	7 (Seg)	122,90	2 (Sáb)	354,10	24 (Dom)	490,50	26 (Ter)
Máximo	7152,30	14	6062,40	7	13252,00	25	23173,60	3
Médio	2724,78		1809,17		5409,33		7603,45	

Na Tabela 5.52 estão apresentados os valores máximo e mínimo, em termos horários, da energia de regulação terciária mobilizada, a subir e a descer, no lado Português ao longo do mês de Julho de 2011.

Tabela 5.52 - Valores máximos e mínimos da energia diária de regulação secundária mobilizada a subir e a descer, em Portugal - Julho de 2011.

Energia MWh	Lado Português	Hora	Dia
Máx. Subir	711	8	3 (Dom)
Min. Subir	0	1-24	17 (Dom)
Máx. Descer	701	4	20 (Qua)
Min. Descer	0	9-24	9 (Sáb)

5.6 - Mercado Diário - Ano de 2011

De seguida, ir-se-á efetuar uma análise global dos valores obtidos no Mercado Diário ao longo do ano de 2011. Todos os dados utilizados referentes a anos transatos, foram retirados da referência [2].

5.6.1 - Energia Contratada

Durante o ano de 2011, foram contratados 33787 GWh de energia no Mercado Diário em Portugal e 182289 GWh no Mercado Diário em Espanha. Assim, a energia contratada no Mercado Diário em Espanha foi cerca de 5 vezes superior à energia contratada em Portugal, o que não significa que o consumo seja 5 vezes superior em Espanha pois, tal como referido anteriormente, em Portugal a produção em regime especial não vai a Mercado e, atualmente, já contribuiu de forma significativa para alimentar a carga em Portugal. Por outro lado, a energia contratada em Espanha também pode não refletir o consumo real pois a produção em regime especial pode optar por não ir a mercado.

Os valores referentes à energia média mensal contratada no Mercado Diário, nas duas áreas de operação, são os apresentados na Tabela 5.53.

Tabela 5.53 - Energia mensal contratada no Mercado Diário, em Portugal e em Espanha - Ano de 2011.

	Portugal	Espanha
Mês	Energia Contratada (GWh)	Energia Contratada (GWh)
Janeiro	3289	17515
Fevereiro	2948	16496
Março	2860	16957
Abril	2601	14053
Maio	2875	14469
Junho	2575	14701
Julho	2603	14889
Agosto	2643	14360
Setembro	2933	15066
Outubro	2842	14936
Novembro	2624	13907
Dezembro	2994	14940

Pela tabela anterior verifica-se que a energia contratada em Espanha foi, durante o ano de 2011, muito superior à energia contratada em Portugal. Contudo, tal como referido anteriormente, a energia contratada em Portugal estará percentualmente mais afastada do

total consumido pois a PRE não vai a mercado em Portugal e ainda contribuem de forma significativa para alimentar a carga.

No gráfico da Figura 5.69 é possível verificar a evolução da energia contratada, em Portugal e em Espanha, ao longo deste ano.

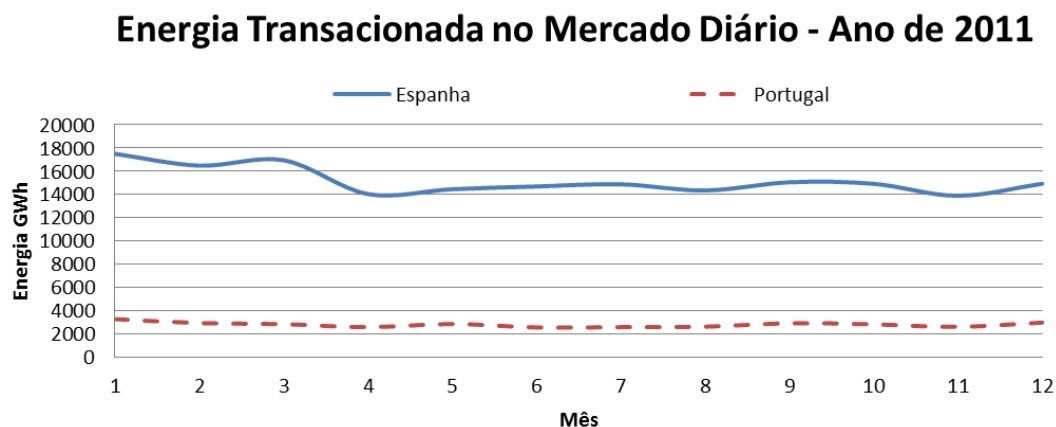


Figura 5.69 - Evolução da energia média mensal transacionada no Mercado Diário - Ano de 2011.

A energia média mensal contratada em Portugal ao longo do ano de 2011 não apresentou grandes oscilações. O valor mínimo verificou-se no mês de Junho enquanto que o valor máximo se verificou no mês de Janeiro. Por outro lado, em Espanha a amplitude entre o valor máximo e o mínimo foi de aproximadamente 3500 GWh, tendo o valor máximo ocorrido também no mês de Janeiro e o mínimo no mês de Novembro.

Na Tabela 5.54 estão registados os valores máximos, mínimos e médios de energia contratada no Mercado Diário no ano de 2011.

Tabela 5.54 - Valores máximos, mínimos e médios da energia média mensal contratada no Mercado Diário - Ano de 2011.

	Lado - Português		Lado Espanhol	
GWh	Energia Contratada	Mês	Energia Contratada	Mês
Máximo	3289	Jan	17515	Jan
Mínimo	2575	Jun	13907	Nov
Médio	2816		15191	

O gráfico das Figura 5.70 e Figura 5.71 apresenta a evolução da energia média mensal contratada no Mercado Diário desde o ano 2009 até ao ano 2011, em Portugal e em Espanha respetivamente.

Energia Transacionada no Mercado Diário - Ano de 2009,2010 e 2011

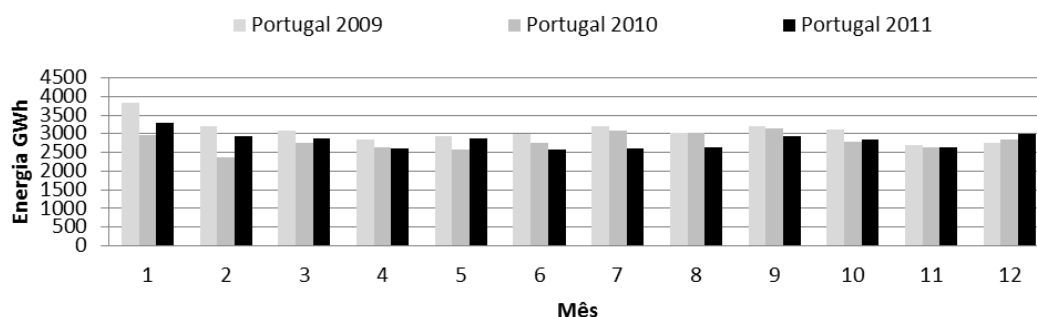


Figura 5.70 - Evolução da energia média mensal transacionada no Mercado Diário, em Portugal - Ano 2009, 2010 e 2011.

Energia Transacionada no Mercado Diário - Ano de 2009,2010 e 2011

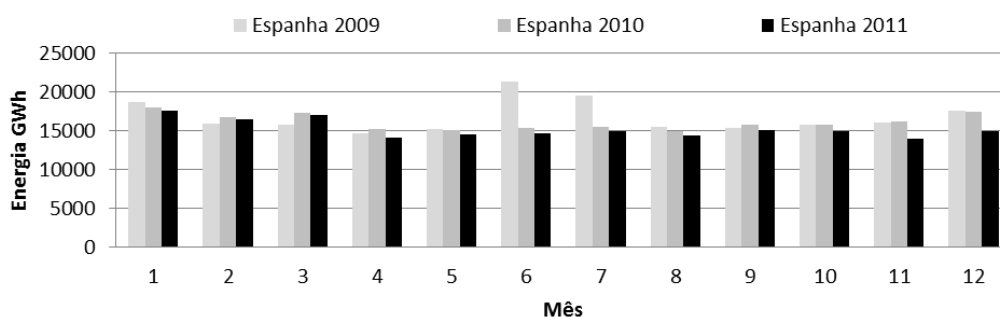


Figura 5.71 - Evolução da energia média mensal transacionada no Mercado Diário, em Espanha - Ano 2009, 2010 e 2011.

Em Portugal, verifica-se que em termos médios, a energia anual contratada desceu cerca de 10% do ano 2009 para o ano 2010. Por outro lado do ano 2010 para o ano 2011, a energia contratada aumentou 1%. Já em Espanha, a diminuição da energia contratada foi menos acentuada do ano 2009 para o ano 2010. Esta descida foi da ordem dos 4% para o período referido anteriormente e da ordem dos 2% do ano 2010 para o ano 2011. Convém, no entanto, salientar que, em Portugal, se tem verificado um aumento de potência instalada na PRE o que faz com que o valor contratado no Mercado Diário se venha a afastar de ano para ano do consumo real. Assim, a diminuição na energia transacionada não significa que tenha ocorrido uma variação, na mesma proporção, do consumo real. O mesmo raciocínio pode ser aplicado em Espanha porque, tal como referido anteriormente, do lado Espanhol, a produção em regime especial pode optar por ir a mercado ou por receber uma tarifa fixa.

5.6.2 - Preço no Mercado Diário

O preço médio aritmético no Mercado Diário, no ano de 2011, foi de 50,44 €/MWh no lado Português e de 49,92 €/MWh no lado Espanhol. Estes valores, tal como se verá em 5.6.4 significam que, em termos médios, se verificaram mais congestionamentos no sentido de Espanha para Portugal.

Na Tabela 5.55 estão indicados os preços médios aritméticos mensais para o ano de 2011 nas duas áreas de operação.

Tabela 5.55 - Preços médios mensais no Mercado Diário Português e Espanhol - Ano de 2011.

	Portugal	Espanha
Mês	Preço Médio (€/MWh)	Preço Médio (€/MWh)
Janeiro	41,26	41,19
Fevereiro	47,91	48,03
Março	47,32	46,70
Abril	46,85	45,45
Maio	49,02	48,90
Junho	50,64	50,00
Julho	51,15	50,82
Agosto	53,60	53,53
Setembro	58,56	58,47
Outubro	59,22	57,46
Novembro	49,10	48,38
Dezembro	50,66	50,07

Pela análise da tabela anterior verifica-se que, durante o ano de 2011, apenas no mês de Fevereiro se verificou um preço médio mensal superior em Espanha. Todos os restantes meses tiveram um preço médio mensal superior em Portugal.

A evolução destes mesmos preços está ilustrada na Figura 5.72.

Preço Médio Mensal no Mercado Diário - Ano de 2011

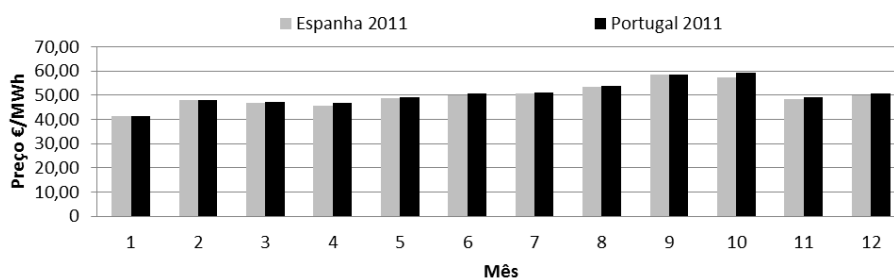


Figura 5.72 - Evolução dos preços médios mensais no Mercado Diário em Portugal e em Espanha - Ano de 2011.

A figura anterior permite constatar que os preços médios no lado Português e no lado Espanhol foram bastante semelhantes ao longo do ano de 2011. Isto prova que o MIBEL funciona cada vez mais como um mercado único e que é necessário recorrer cada vez menos ao mecanismo de *Market Splitting*. O mês Outubro foi o mês no qual se verificou uma maior diferença entre o preço médio mensal no Mercado Diário Português e o preço médio mensal no Mercado Diário Espanhol. De salientar ainda a subida nos preços médios verificada do mês de Janeiro para o mês de Fevereiro e a descida destes mesmos preços, do mês de Outubro para o de Novembro.

Na Tabela 5.56 estão indicados os preços máximos e mínimos que verificaram em cada mês do ano de 2011, no Mercado Diário no lado Português e no lado Espanhol.

Tabela 5.56 - Preço máximo e mínimo mensal verificado no Mercado Diário Português e Espanhol - Ano de 2011.

€/MWh	Portugal		Espanha	
Mês	Preço Min	Preço Máx	Preço Min	Preço Máx
Janeiro	0	100,00	0	91,01
Fevereiro	20,00	64,50	20,00	64,50
Março	0,50	60,90	4,90	60,90
Abril	17,07	61,26	2,00	55,25
Maio	0,50	58,17	0,50	58,17
Junho	30,23	59,50	11,27	59,50
Julho	28,07	64,89	26,07	61,68
Agosto	31,05	68,21	22,07	68,21
Setembro	30,05	75,36	28,07	75,36
Outubro	10,07	82,50	4,90	82,50
Novembro	0,10	91,01	0	91,01
Dezembro	10,00	89,90	1,00	89,90

Na Figura 5.73 está representada a evolução dos preços máximos, médios e mínimos verificados no Mercado Diário, em ambas as áreas de operação

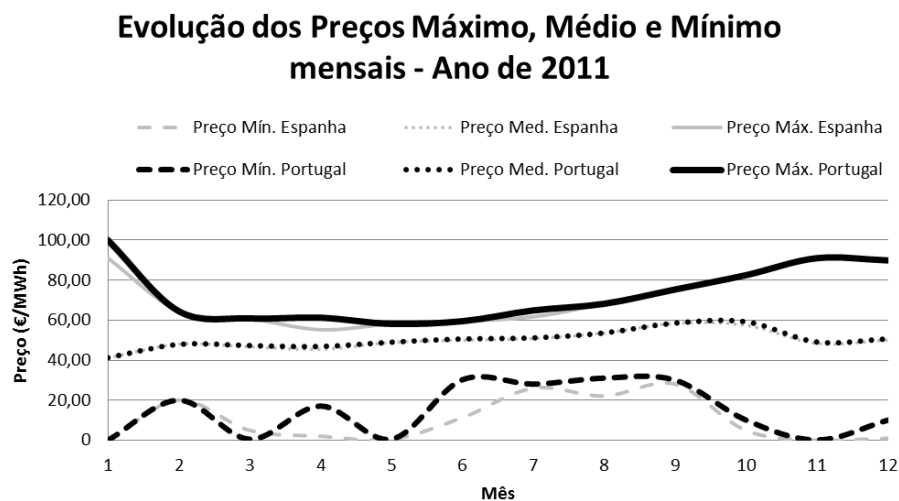


Figura 5.73 - Evolução dos preços máximos, mínimos e médios verificados em cada mês, no Mercado Diário Português e Espanhol - Ano de 2011.

Pela figura anterior, verifica-se que os preços máximos em ambos os lados do mercado foram idênticos ao longo do ano de 2011. Já os preços mínimos diferem um pouco, sendo que em Portugal este preço foi, à exceção do mês de Março, sempre superior ao preço mínimo em Espanha. Ainda relativamente aos preços mínimos, verificou-se que estes são superiores durante os meses de Verão e mais próximos de zero nos meses de Inverno. Esta situação está certamente relacionada com a produção hídrica sendo que, o aumento da mesma provoca um abaixamento nos preços e vice-versa.

Na Figura 5.74 está representada a evolução dos preços médios diários em Portugal e Espanha e ainda uma linha que representa o preço médio anual. Este valor é referente a Portugal mas poderia ser referente a Espanha pois diferem apenas em 0,53€/MWh sendo que foi em Portugal que se verificou o valor mais elevado.

Evolução dos Preços Médios Diários em Portugal e em Espanha

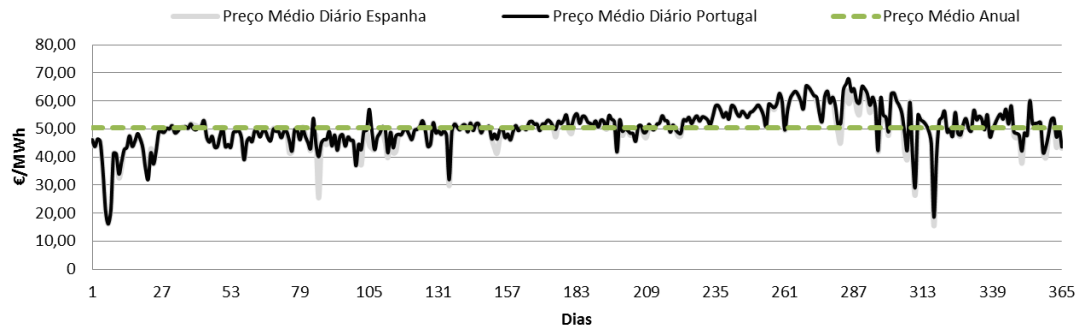


Figura 5.74 - Evolução dos preços médios diário em Portugal e em Espanha - Ano de 2011.

Pela figura anterior verifica-se que, de modo geral, o preço médio diário oscilou ao longo do ano e que tendeu a ser superior nos meses de Verão em relação ao preço médio anual. Por outro lado, durante os meses de Inverno, os preços médios diários tenderam a ser inferiores ao anual.

A Tabela 5.57 apresenta os resultados referentes aos preços médios mensais obtidos no ano de 2009, 2010 e de 2011, em ambas as áreas de operação.

Tabela 5.57 - Preços médios mensais obtidos em Portugal e em Espanha - Ano de 2009, 2010 e de 2011.

€/MWh	Portugal			Espanha		
Mês	2009	2010	2011	2009	2010	2011
Janeiro	51,47	27,71	41,26	49,93	29,06	41,19
Fevereiro	40,28	27,80	47,91	40,71	27,68	48,03
Março	38,34	20,10	47,32	38,31	19,62	46,70
Abril	38,38	26,16	46,85	37,20	27,42	45,45
Maio	38,11	37,14	49,02	36,97	37,28	48,90
Junho	38,45	40,80	50,64	36,82	40,12	50,00
Julho	35,58	43,98	51,15	34,62	42,91	50,82
Agosto	35,21	44,45	53,60	34,68	42,94	53,53
Setembro	36,27	48,40	58,56	35,87	46,44	58,47
Outubro	36,21	44,19	59,22	35,78	42,63	57,46
Novembro	33,23	41,50	49,10	32,39	40,93	48,38
Dezembro	30,18	44,98	50,66	30,43	46,34	50,07

Os gráficos resultantes dos valores apresentados anteriormente são os representados na Figura 5.75 e Figura 5.76.

Preço Médio Mensal no Mercado Diário - Ano de 2009, 2010 e de 2011

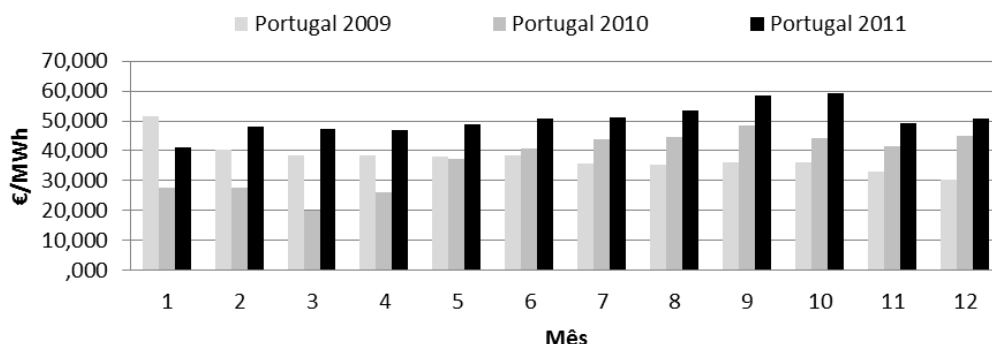


Figura 5.75 - Evolução dos preços médios mensais em Portugal - Ano de 2009, 2010 e de 2011.

Preço Médio Mensal no Mercado Diário - Ano de 2009, 2010 e de 2011

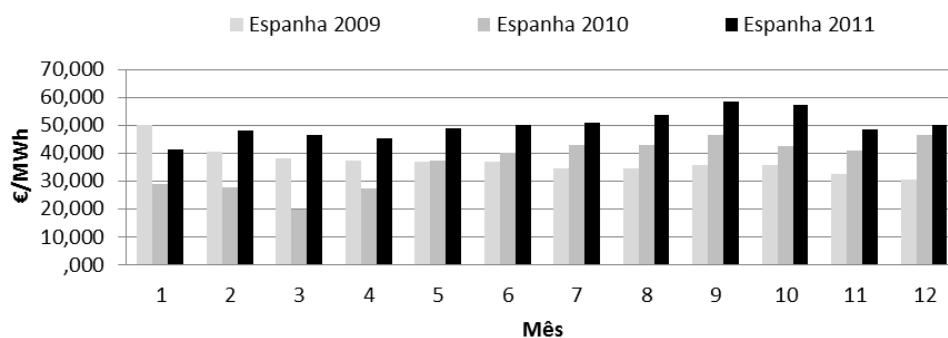


Figura 5.76 - Evolução dos preços médios mensais em Espanha - Ano de 2009, 2010 e de 2011.

Em Portugal, até ao mês de Maio verificou-se que os preços médios mensais no ano de 2010 foram os mais baixos. Já os preços do ano de 2009 foram os mais elevados de entre os 3 anos em análise. A partir do mês de Junho e até ao mês de Dezembro, verificou-se que os preços médios mensais, nos últimos três anos, têm vindo a aumentar progressivamente. Esta mesma tendência tem-se também verificado em Espanha ao longo dos últimos três anos. De acordo com a referência [44], uma explicação plausível para esta situação pode estar relacionada com o facto de o ano de 2009 ter sido classificado como um ano seco em quase todo o território nacional o que fez com que, nos meses de Inverno, a tecnologia hídrica não tivesse tido um papel tão importante, como no ano de 2010 que foi muito chuvoso e os preços nos meses de Inverno foram mais baixos.

Analisando globalmente os resultados apresentados nos gráficos das figuras anteriores, constata-se que o preço médio anual desceu 1% do ano de 2009 para 2010. Já do ano de 2010 para o de 2011, verifica-se que o preço aumentou cerca de 35%.

5.6.3 - Volume Económico Transacionado

O volume económico transacionado em Portugal durante o ano de 2011 foi de 1753 M€. Já do lado Espanhol, este mesmo volume foi de 9256 M€.

A Tabela 5.58 apresenta o volume económico mensal, ao longo do ano de 2011, em Portugal e em Espanha.

Tabela 5.58 - Volume económico transacionado mensal, no lado Português e no lado Espanhol - Ano de 2011.

M€	Portugal	Espanha
Mês	Volume Económico	Volume Económico
Janeiro	147	748
Fevereiro	146	807
Março	139	807
Abril	125	649
Maio	144	717
Junho	132	744
Julho	135	770
Agosto	143	780
Setembro	176	903
Outubro	174	879
Novembro	135	688
Dezembro	157	767

O gráfico da Figura 5.77 apresenta os resultados apresentados anteriormente.

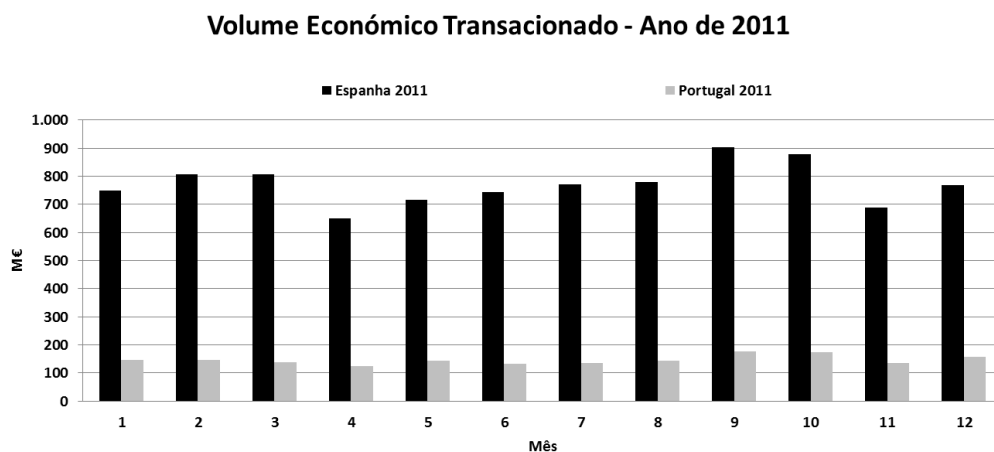


Figura 5.77 - Volume económico transacionado mensal, em Portugal e em Espanha - Ano de 2011.

Tal como se pode verificar, as diferentes dimensões dos dois países, refletem-se no volume económico transacionado. Assim, em Espanha, o volume económico transacionado é bem superior ao transacionado em Portugal. De notar que este volume económico corresponde à soma da energia transacionada a multiplicar pelo preço obtido no Mercado Diário, para cada hora de funcionamento desse mesmo mercado.

O volume económico obtido em Portugal e em Espanha, nos últimos três anos, encontra-se detalhado graficamente na Figura 5.78 e na Figura 5.79 respetivamente.

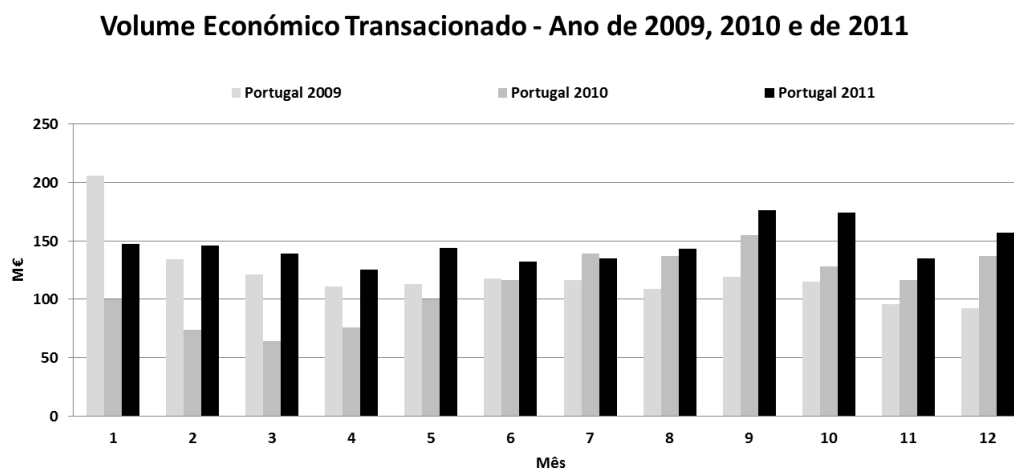


Figura 5.78 - Volume económico transacionado em Portugal - Ano de 2009, 2010 e de 2011.

Volume Económico Transacionado - Ano de 2009, 2010 e de 2011

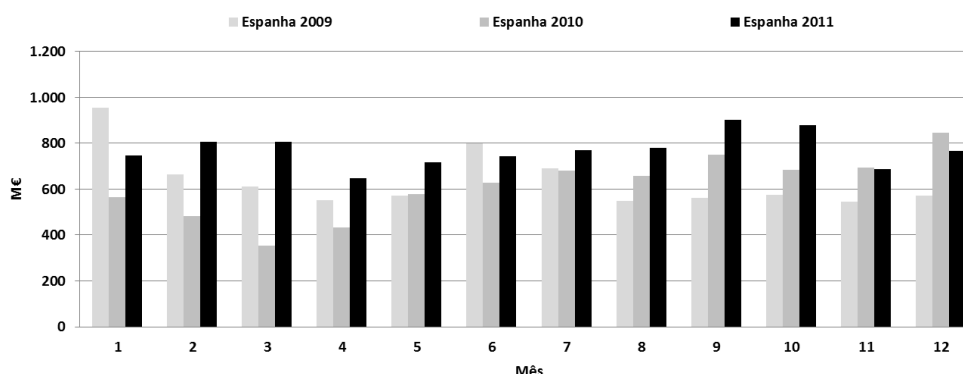


Figura 5.79 - Volume económico transacionado em Espanha - Ano de 2009, 2010 e de 2011.

Em Portugal, à exceção do mês de Julho, o volume económico transacionado no ano de 2011 foi sempre superior ao de 2010. Para isso, muito contribuiu o aumento bastante elevado dos preços médios verificados de 2010 para 2011. Em comparação com o ano de 2009, verifica-se que à exceção do mês de Janeiro, o volume económico também foi bastante superior no ano de 2011. Em termos globais, houve um abaixamento do volume económico do ano de 2009 para o de 2010 de aproximadamente 4% e houve um aumento no volume económico do ano de 2010 para o de 2011 de aproximadamente 31%.

5.6.4 - Market Splitting

Na Tabela 5.59 está representada a percentagem de horas em cada mês em foi utilizado o mecanismo de *Market Splitting*, durante o ano de 2011 e em ambos os sentidos.

Tabela 5.59 - Percentagens mensais nas quais se recorreu ao mecanismo de *Market Splitting*, em ambos os sentidos - Ano de 2011.

Mês	Espanha-> Portugal	Portugal-> Espanha
Janeiro	1,88%	2,96%
Fevereiro	0,30%	4,02%
Março	10,63%	10,23%
Abril	14,44%	0,69%
Maio	1,34%	1,61%
Junho	4,86%	0,42%
Julho	7,66%	0,13%
Agosto	0,81%	0,13%
Setembro	2,36%	0,00%
Outubro	23,92%	0,27%
Novembro	6,25%	0,42%
Dezembro	5,78%	0,27%

Na Figura 5.80 estão representadas graficamente as percentagens mensais relativas à aplicação do *Market Splitting* no ano de 2011.

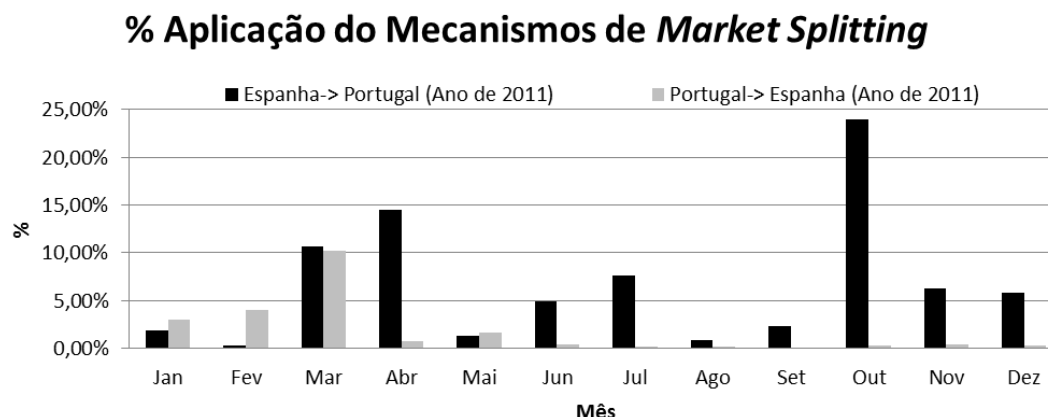


Figura 5.80 - Percentagens mensais nas quais se recorreu ao mecanismo de *Market Splitting*, em ambos os sentidos - Ano de 2011.

Em termos globais, o mecanismo de *Market Splitting* foi utilizado durante 8,4 % das horas do ano de 2011. Desta percentagem, 6,7% corresponde à aplicação deste mecanismo no sentido de Espanha para Portugal e 1,8% corresponde à aplicação deste mecanismo no sentido de Portugal para Espanha. Estes valores, tal como mencionado em 5.6.2, eram expectáveis na medida em que o preço médio anual em Portugal tinha sido superior ao preço médio anual em Espanha.

Os meses no qual este mecanismo foi mais utilizado, no sentido de Espanha para Portugal, foi o de Outubro e, no sentido contrário, o de Março. Por outro lado, os meses no qual foi menos vezes utilizado foi o de Fevereiro e o de Setembro, no sentido de Espanha para Portugal e no sentido de Portugal para Espanha respetivamente. Neste sentido, no mês de Setembro, verificou-se mesmo uma percentagem nula o que indica a não utilização deste mecanismo nesse mesmo sentido.

A Tabela 5.60 permite comparar a percentagem de tempo que este mecanismo foi utilizado, ao longo dos anos de 2010 e de 2011.

Tabela 5.60 - Percentagem de utilização do mecanismo de *Market Splitting*, em ambos os lados de operação - Ano de 2010 e Ano de 2011.

Mês	Ano de 2010		Ano de 2011	
	Espanha-> Portugal	Portugal-> Espanha	Espanha-> Portugal	Portugal-> Espanha
Janeiro	2,69%	11,83%	1,88%	2,96%
Fevereiro	8,78%	4,17%	0,30%	4,02%
Março	8,87%	4,84%	10,63%	10,23%
Abril	6,81%	25,56%	14,44%	0,69%
Maio	1,88%	5,65%	1,34%	1,61%
Junho	16,94%	1,25%	4,86%	0,42%
Julho	28,63%	0,40%	7,66%	0,13%
Agosto	28,76%	0,00%	0,81%	0,13%
Setembro	32,36%	0,42%	2,36%	0,00%
Outubro	27,28%	0,00%	23,92%	0,27%
Novembro	8,33%	3,47%	6,25%	0,42%
Dezembro	3,09%	20,43%	5,78%	0,27%

Comparando os valores referentes ao ano de 2010 com os referentes ao ano de 2011, facilmente se conclui que em 2011 o mecanismo de *Market Splitting* foi menos vezes utilizado. Na verdade, no ano de 2010 o mecanismo de *Market Splitting* foi utilizado em 21,06% das horas de funcionamento do Mercado Diário enquanto que no ano de 2011, foi utilizado em 8,4% dessas mesmas horas.

A Figura 5.81 apresenta, graficamente, a evolução da aplicação deste mesmo mecanismo, durante os anos de 2010 e de 2011, em ambos os sentidos.

Aplicação do Mecanismo de *Market Splitting* - Ano de 2010 e de 2011

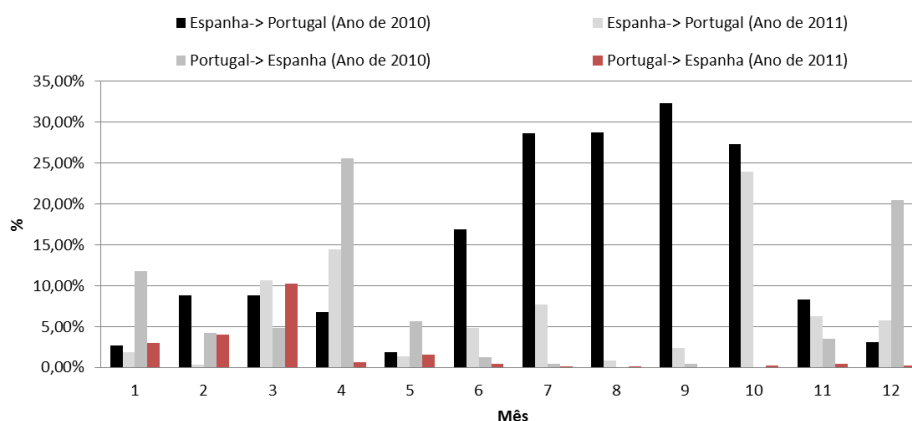


Figura 5.81 - Percentagem de utilização do mecanismo de *Market Splitting*, em ambos os lados de operação - Ano de 2010 e Ano de 2011.

O gráfico apresentado anteriormente mostra que, no ano de 2011 e no sentido de Espanha para Portugal, somente nos meses de Março, Abril e Dezembro é que o mecanismo do *Market Splitting* foi mais utilizado quando comparado com o ano de 2010. Já no sentido oposto, somente nos meses de Março, Agosto e Outubro é que se verificou tal facto.

Assim, conclui-se que tem havido uma evolução no sentido de utilizar este mecanismo de forma cada vez menos frequente pelo que o MIBEL funciona cada vez mais como mercado único. Esta evolução deve-se ao reforço progressivo das interligações, à maior proximidade em termos de tecnologias disponíveis dos sistemas produtores dos dois países e ainda à redução do consumo verificado em 2011.

5.6.5 - Tecnologias

5.6.5.1- Tecnologias a Mercado

Na Figura 5.82 e na Figura 5.83 estão representadas as tecnologias que foram a mercado, ao longo dos 12 meses do ano de 2011 e nos dois lados de operação.

Energia Mensal por Tecnologias em Portugal - Ano de 2011

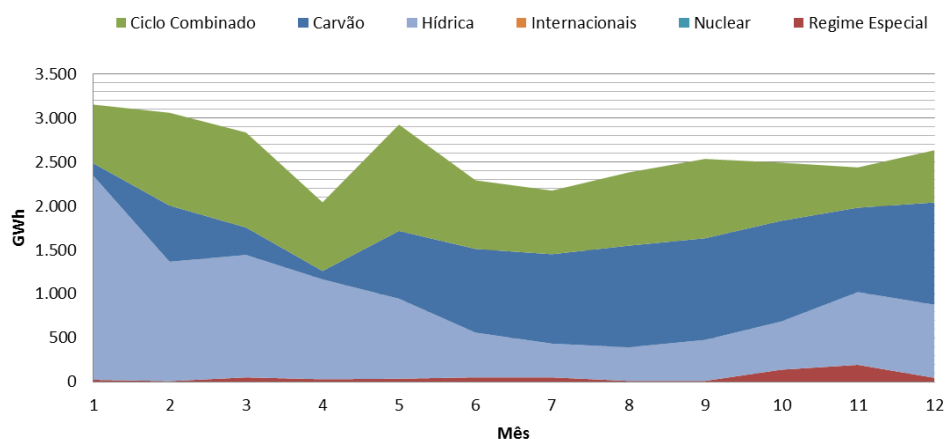


Figura 5.82 - Energia mensal, por tecnologia, que vai a Mercado do lado Português - Ano de 2011.

Energia Mensal por Tecnologias em Espanha - Ano de 2011

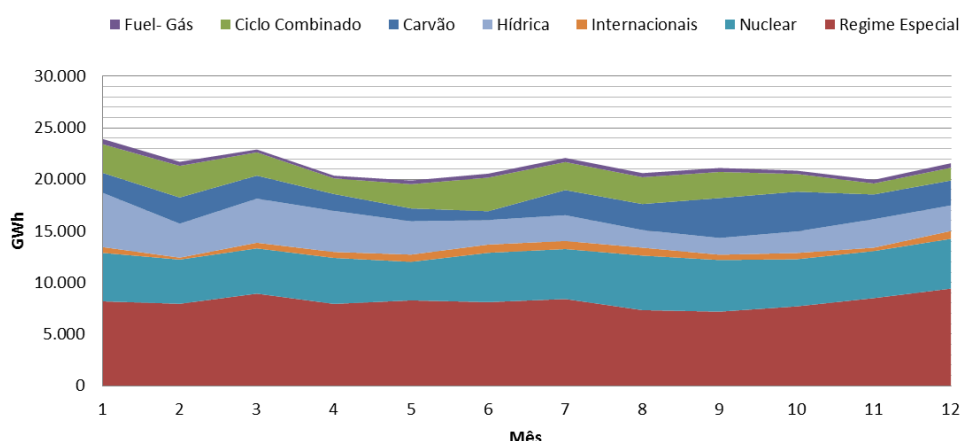


Figura 5.83 - Energia mensal, por tecnologia, que vai a Mercado do lado Espanhol - Ano de 2011.

Em Portugal, no ano de 2011, a tecnologia mais presente no Mercado Diário foi a hídrica com 35,77% seguindo-se o ciclo combinado com 31,47% e o carvão com 30,69%. A restante percentagem de energia a mercado diz respeito ao regime especial com uma percentagem de 2,07%. Tal como referido anteriormente, esta tecnologia não vai a mercado em Portugal pelo que esta percentagem é proveniente das interligações com Espanha. Verifica-se ainda que nos meses de Verão, a presença da tecnologia hídrica é mais diminuta devido à diminuição das disponibilidades hídricas nessa altura do ano.

Em Espanha, no ano de 2011, a tecnologia mais presente no Mercado Diário foi o regime especial com uma percentagem de 38,31%, seguindo-se a tecnologia nuclear e a tecnologia hídrica com 21,69% e 13,91% respetivamente.

A Tabela 5.61 apresenta a quantidade de energia a mercado, durante os anos de 2011 e de 2010, em GWh e ainda a respetiva percentagem.

Tabela 5.61 - Importância de cada tecnologia no Mercado Diário no lado Português e no lado Espanhol - Ano de 2011.

	Ano 2010				Ano 2011			
	Lado Português		Lado Espanhol		Lado Português		Lado Espanhol	
	GWh	Percentagem	GWh	Percentagem	GWh	Percentagem	GWh	Percentagem
Regime Especial	108	0,35%	94925	35,35%	642	2,07%	97917	38,31%
Nuclear	0	0,00%	59447	22,07%	0	0,00%	55426	21,69%
Internacional	0	0,00%	5476	2,03%	0	0,00%	7148	2,80%
Hídrica	14868	48,18%	44974	16,70%	11080	35,77%	35558	13,91%
Carvão	6534	21,17%	19413	7,21%	9508	30,69%	27947	10,94%
Ciclo Combinado	9347	30,29%	40114	14,89%	9750	31,47%	27087	10,60%
Fuel-Gás	3569	0,01%	4976	1,85%	0	0,00%	4476	1,75%
Total	100,00%	30861	269327	100,00%	30980	100,00%	255559	100,00%

Pela análise da tabela anterior verifica-se que, em Portugal, o fuel-gás deixou de ser utilizado no ano de 2011 e que, já no ano de 2010, a sua presença era muito diminuta correspondendo apenas uma percentagem de 0,01% da energia a mercado durante esse mesmo ano. A produção em regime especial aumentou em relação ao ano de 2010, tanto em Portugal como em Espanha, enquanto a tecnologia nuclear diminuiu. Relativamente à tecnologia hídrica, houve uma diminuição de cerca de 13% em Portugal. De acordo com a referência [44], o ano de 2010 foi um ano quente com as temperaturas médias globais a serem superiores aos valores médios de 1971-2000. Por outro lado, este ano foi o mais chuvoso da última década (2001-2010) o que corresponde a um valor 20% superior ao valor médio de 1971-2000. Esta conjugação de fatores meteorológicos explica, em parte, esta diminuição da tecnologia hídrica ao passar do ano de 2010 para o de 2011.

De notar ainda a importância da tecnologia hídrica em Portugal, quando comparado com Espanha. O facto de em Espanha existir a tecnologia nuclear e a energia em regime especial poder ir a mercado, faz com que a contribuição da tecnologia hídrica seja inferior. De salientar ainda a importância do carvão em Portugal e o facto de a sua importância ter aumentado de 2010 para 2011, com um aumento de cerca de 9%.

5.6.5.2- Tecnologias que marcaram o preço marginal no Mercado Diário

As tecnologias que marcaram o preço marginal no Mercado Diário, em Portugal e em Espanha, ao longo do ano de 2011 foram as apresentadas na Tabela 5.62 e na Tabela 5.63 respetivamente.

Tabela 5.62 - Número de horas de cada mês em que cada tecnologia marcou o preço no Mercado Diário em Portugal - Ano de 2011.

Mês	Bombagem	Hídrica	Importações Inter.	Regime Especial	Térmica C.C	Térmicas Convencional	Import. de Espanha
Jan	134	323	40	72	230	84	0
Fev	128	277	15	38	163	128	2
Mar	124	348	29	43	165	141	4
Abr	109	384	38	35	134	75	4
Mai	107	265	48	58	195	235	1
Jun	61	163	21	48	276	322	0
Jul	76	155	11	56	272	336	0
Ago	67	130	12	75	211	377	0
Set	62	167	28	46	199	288	0
Out	76	278	45	14	138	245	7
Nov	97	203	59	51	93	290	3
Dez	86	220	72	52	66	316	5

Tabela 5.63 - Número de horas de cada mês em que cada tecnologia marcou o preço no Mercado Diário em Espanha - Ano de 2011.

Mês	Bombagem	Hídrica	Importações Inter.	Regime Especial	Térmica C.C	Térmicas Convencional	Import. de Portugal
Jan	143	323	43	72	216	88	0
Fev	133	273	15	41	159	129	1
Mar	163	320	40	58	128	165	0
Abr	139	346	47	48	127	75	0
Mai	111	260	50	62	190	238	0
Jun	62	172	32	52	277	298	0
Jul	87	128	14	60	282	343	0
Ago	68	133	12	76	207	376	0
Set	69	162	28	50	198	283	0

Out	102	203	65	25	123	304	0
Nov	107	224	63	73	114	282	0
Dez	87	238	87	56	69	286	0

Os valores presentes nas tabelas anteriores indicam que no ano de 2011, em Portugal e em Espanha, foi predominantemente a tecnologia hídrica e a térmica convencional que marcaram o preço no Mercado Diário. De salientar ainda a importância da térmica de ciclo combinado ao longo deste ano. Os gráficos da Figura 5.84 e da Figura 5.85 apresentam, em percentagem, a importância de cada tecnologia, na definição do preço de mercado em Portugal e em Espanha, respetivamente.

Tecnologias que marcaram o preço do Mercado Diário em Portugal - Ano de 2011

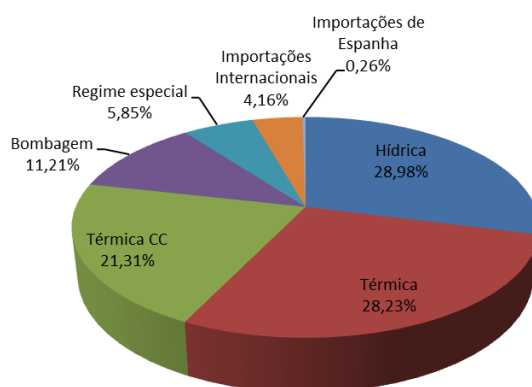


Figura 5.84 - Tecnologias que marcaram o preço do Mercado Diário em Portugal - Ano de 2011.

Tecnologias que marcaram o preço do Mercado Diário em Espanha - Ano de 2011

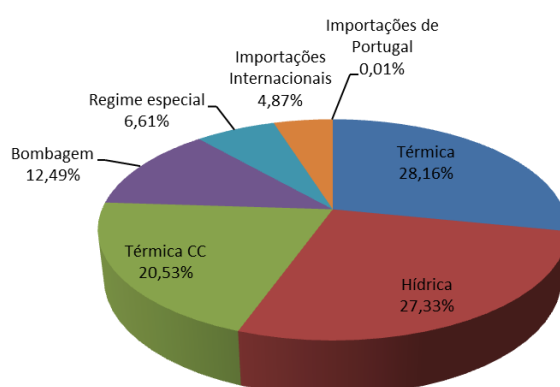


Figura 5.85 - Tecnologias que marcaram o preço do Mercado Diário em Espanha - Ano de 2011.

Tal como se pode ver pelos gráficos das figuras anteriores, as tecnologias que marcaram o preço diário em Portugal e em Espanha, ao longo do ano de 2011, apresentam percentagens

muito idênticas. De salientar a única diferença que está relacionada com o facto de em Portugal a tecnologia que mais vezes marcou o preço no Mercado Diário ter sido a hídrica enquanto que em Espanha foi a térmica convencional.

5.6.6 - Relação entre as Tecnologias e o Preço no Mercado Diário

Os gráficos da Figura 5.86 e da Figura 5.87 relacionam a percentagem relativa ao uso de cada tecnologia em cada um dos meses do ano de 2011 e o preço médio no Mercado Diário, nesses mesmos meses em Portugal e em Espanha respetivamente.

Relação entre tecnologia e o Preço de Mercado

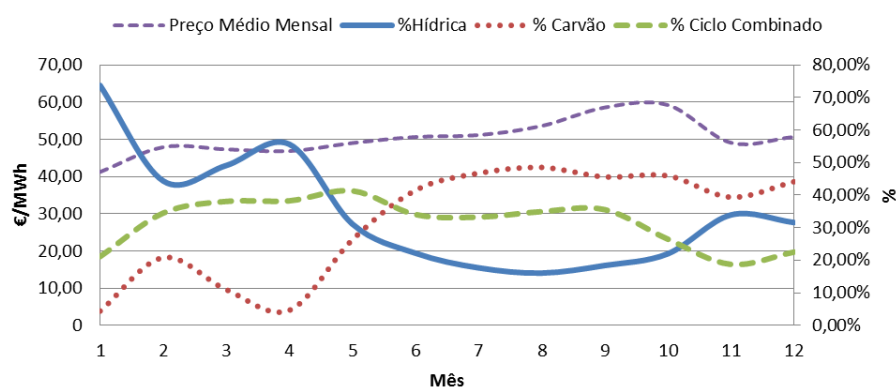


Figura 5.86 - Relação entre a tecnologia utilizada e o preço médio diário no Mercado Diário em Portugal - Ano de 2011.

Relação entre tecnologia e o Preço de Mercado

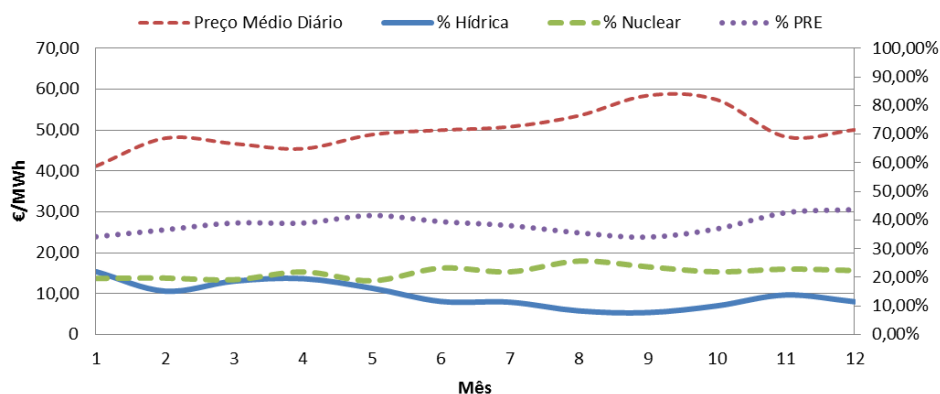


Figura 5.87 - Relação entre a tecnologia utilizada e o preço médio diário no Mercado Diário em Espanha - Ano de 2011.

Em Portugal, verificou-se a existência de uma relação forte entre a percentagem de hídrica utilizada e o preço médio no Mercado Diário. Nos meses de Inverno esta relação foi ainda mais perceptível, pelo que quando esta percentagem aumentou, o preço no Mercado

Diário diminuiu e vice-versa. Nos restantes meses, assistiu-se a uma natural diminuição da tecnologia hídrica presente no Mercado Diário e a um aumento das percentagens relativas ao carvão e ao ciclo combinado. Isto fez com que os preços médios no Mercado Diário aumentassem pois estas tecnologias apresentam um custo de produção mais elevado do que a tecnologia hídrica.

Em Espanha, verificou-se a existência de uma relação idêntica à verificada em Portugal, no que à hídrica e ao preço no Mercado Diário diz respeito. Verificou-se ainda a existência de uma relação entre este preço e a tecnologia em regime especial. Contudo, esta relação é mais evidente apenas em alguns meses, nomeadamente, do mês de Setembro ao de Dezembro.

5.7 - Mercado de Serviços de Sistema - Ano de 2011

Em seguida serão analisados os resultados obtidos no Mercado de Serviços de Sistema, em Portugal e em Espanha, ao longo do ano de 2011. Serão analisados, apenas, os serviços referentes à reserva secundária e terciária destes dois países. De notar que em Espanha também são contratados em ambiente de mercado o serviço de resolução de restrições técnicas em tempo real e o serviço de gestão de desvios. Contudo, tais serviços não serão alvo de análise no presente documento.

5.7.1 - Reserva Secundária

5.7.1.1- Evolução do Preço

Na Tabela 5.64 são apresentados os resultados referentes ao preço médio mensal da banda de reserva secundária, em Portugal e em Espanha, ao longo do ano de 2011.

Tabela 5.64 - Preços médios mensais do mercado referentes à banda de reserva secundária, em Portugal e em Espanha - Ano de 2011.

	Portugal	Espanha
Mês	Preço (€/MW)	Preço (€/MW)
Janeiro	26,25	16,53
Fevereiro	21,12	9,55
Março	20,54	9,02
Abril	23,78	9,70
Maio	23,81	10,87
Junho	27,49	12,32
Julho	29,04	13,39
Agosto	27,49	16,03
Setembro	29,77	19,25
Outubro	31,35	26,97
Novembro	35,17	28,41
Dezembro	41,52	18,76

Estes mesmos preços encontram-se detalhados graficamente na Figura 5.88.

Preço Médio Mensal da Reserva Secundária

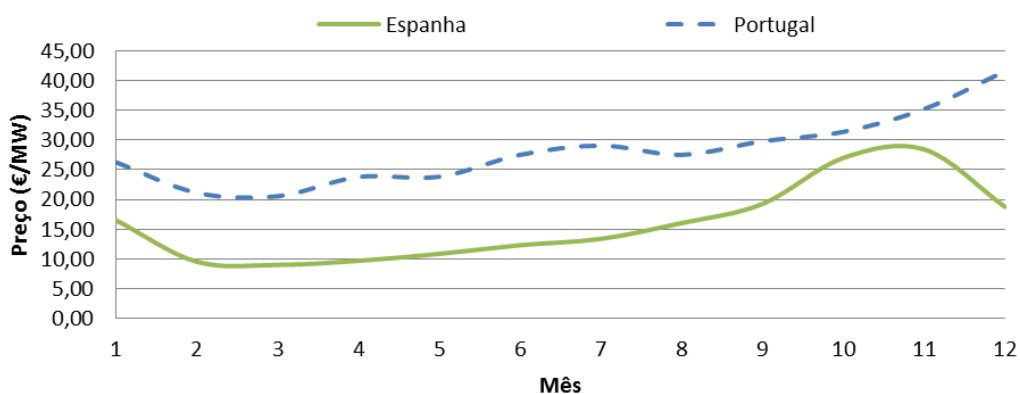


Figura 5.88 - Evolução dos preços médios mensais do mercado referente à banda de reserva secundária, em Portugal e em Espanha - Ano de 2011.

Como se pode verificar pelo gráfico da figura anterior, os preços médios mensais em Portugal foram sempre superiores aos verificados em Espanha. O facto de este mercado funcionar há bastante mais tempo em Espanha pode explicar esta discrepância de preços.

A Tabela 5.65 apresenta os valores máximos, mínimos e médios do preço no mercado da banda de reserva secundária, assim como o mês em que os valores máximos e mínimos se verificaram.

Tabela 5.65 - Preços máximos, mínimos e médios obtidos no Mercado relativo à banda de reserva secundária, no lado Português e no lado Espanhol - Ano de 2011.

	Portugal		Espanha	
€/MW	Preço	Mês	Preço	Mês
Máximo	41,52	Dez	28,41	Nov
Mínimo	20,54	Mar	9,02	Mar
Médio	28,11		15,90	

O valor mínimo do preço médio mensal no mercado da banda de reserva secundária, em Portugal e em Espanha, verificou-se no mês de Março enquanto que o valor máximo se verificou em Dezembro no lado Português e em Novembro no lado Espanhol. De notar ainda que, no ano de 2011, os preços em Espanha foram, em média, cerca de 12 €/MW mais baixos do que em Portugal.

A Figura 5.89 apresenta um gráfico que compara o preço mensal da banda de reserva secundária no mercado Português e Espanhol, com o preço médio mensal no Mercado Diário no lado Português.

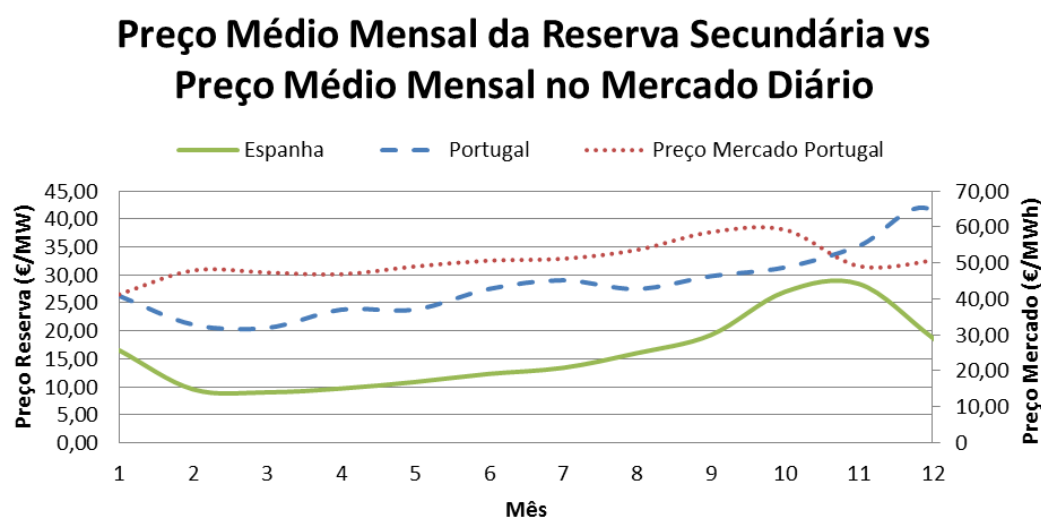


Figura 5.89 - Comparação da evolução do preço médio mensal da banda de reserva secundária em Portugal e em Espanha com a evolução do preço médio mensal do Mercado Diário em Portugal- Ano de 2011.

Pela figura anterior verifica-se que o preço médio mensal no Mercado Diário Português é sempre superior ao preço médio mensal da banda de reserva secundária em Espanha, ao longo do ano em análise. Em relação ao preço médio mensal da banda de reserva secundária

em Portugal, este é superior ao verificado no Mercado Diário, somente nos meses de Novembro e de Dezembro.

5.7.1.2- Evolução da Banda Contratada

A Tabela 5.66 apresenta os valores referentes ao valor médio da banda de reserva de regulação secundária contratada em Portugal e em Espanha, ao longo do ano de 2011.

Tabela 5.66 - Valores médios mensais da banda de reserva de regulação secundária contratada a subir e a descer em Portugal e em Espanha - Ano de 2011.

Banda (GW)	Portugal		Espanha	
Mês	A Subir	A Descer	A Subir	A Descer
Janeiro	158,07	79,04	547,74	401,97
Fevereiro	141,98	70,99	489,23	364,93
Março	147,46	73,74	537,85	399,13
Abril	133,06	66,58	502,44	368,16
Maio	137,54	68,76	523,21	382,98
Junho	133,32	66,68	514,75	376,36
Julho	138,59	69,28	529,25	395,83
Agosto	136,71	68,35	539,23	392,15
Setembro	134,67	67,33	523,72	378,13
Outubro	137,57	68,78	518,66	382,88
Novembro	130,82	65,41	515,74	377,02
Dezembro	141,52	70,77	531,94	391,65

Estes mesmos valores encontram-se detalhados, graficamente, na Figura 5.90 e na Figura 5.91. Estas dizem respeito aos valores verificados em Portugal e em Espanha, respetivamente.

Banda Mensal Contratada em Portugal - Ano de 2011

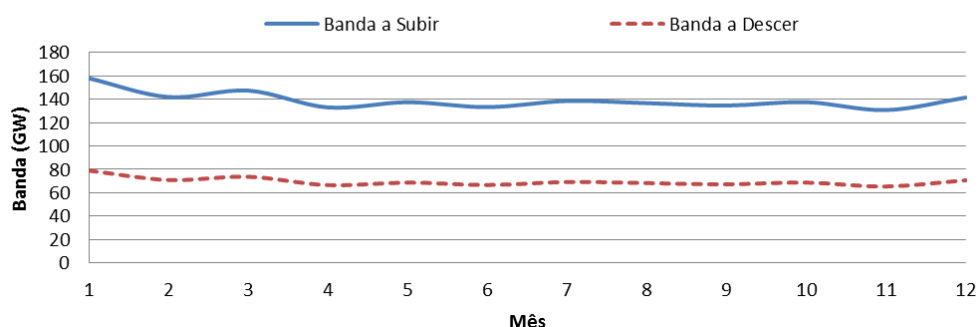


Figura 5.90 - Evolução do valor médio mensal da banda de regulação secundária contratada, a subir e a descer, em Portugal - Ano de 2011.

Banda Mensal Contratada em Espanha - Ano de 2011

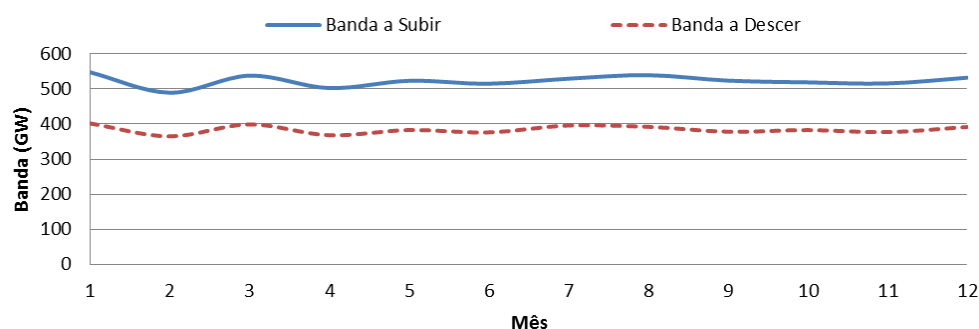


Figura 5.91 - Evolução do valor médio mensal da banda de regulação secundária contratada, a subir e a descer, em Espanha - Ano de 2011.

Tal como se pode verificar, a banda contratada a subir foi sempre superior à banda contratada a descer, em ambas as áreas de operação, durante o ano de 2011. Por outro lado, verifica-se que a banda contratada em Espanha foi bastante superior à contratada em Portugal. Tal facto era espectável pois, segundo a expressão (4.2) o valor da potência de reserva secundária é determinado em função de alguns fatores de entre os quais se destaca o valor de ponta da carga a alimentar, e este é superior em Espanha.

Os valores máximos, mínimos e médios da banda de regulação secundária contratada em Portugal e em Espanha, ao longo do ano de 2011, são os apresentados na Tabela 5.67.

Tabela 5.67 - Valores máximos, mínimos e médios da banda de reserva de regulação secundária contratada a subir e a descer em Portugal e em Espanha - Ano de 2011.

	Lado - Português				Lado Espanhol			
Banda (GW)	A Subir	Mês	A Descer	Mês	A Subir	Mês	A Descer	Mês
Máximo	158,07	Jan	79,04	Jan	548	Jan	402	Jan
Mínimo	130,82	Nov	65,41	Nov	489	Fev	365	Fev
Médio	139,28		69,64		523		384	

O gráfico da Figura 5.92 apresenta a comparação entre a evolução da energia contratada no mercado diário, ao longo do ano de 2011, e a banda de regulação secundária a subir e a descer ao longo desse mesmo ano.

Banda Mensal Contratada em Portugal vs Energia Mensal Contratada no Mercado Diário - Ano de 2011

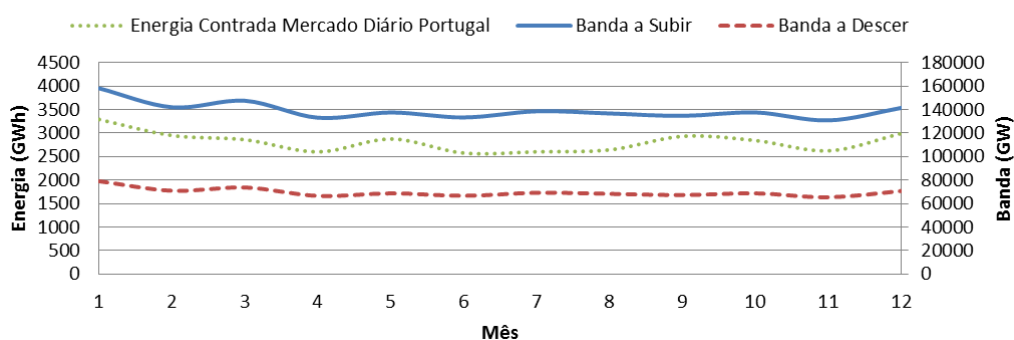


Figura 5.92 - Comparação entre a banda média mensal de regulação secundária contratada, a subir e a descer e a energia média mensal contratada no Mercado Diário Português - Ano de 2011.

5.7.1.3- Evolução da Energia de Regulação Secundária Utilizada

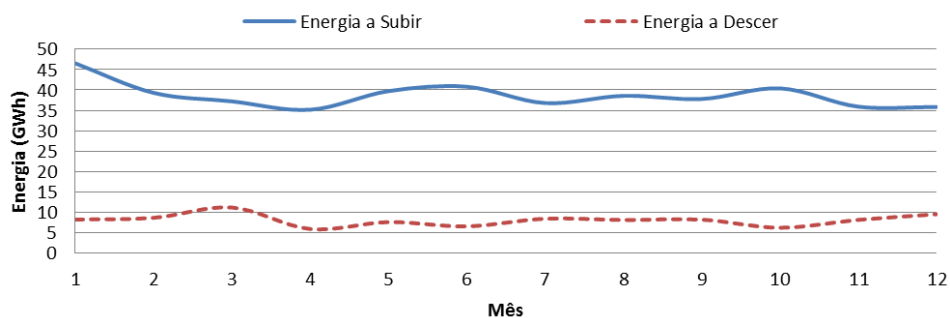
A Tabela 5.68 apresenta os valores médios mensais referentes à energia de regulação secundária mobilizada, em Portugal e em Espanha, ao longo do ano de 2011.

Tabela 5.68 - Valores médios mensais da energia de regulação secundária mobilizada a subir e a descer em Portugal e em Espanha - Ano de 2011.

Energia (GWh)	Portugal		Espanha	
	A Subir	A Descer	A Subir	A Descer
Janeiro	46,53	8,26	85,52	153,22
Fevereiro	39,31	8,68	75,79	151,00
Março	37,23	11,21	131,80	129,53
Abril	35,17	5,95	115,39	100,38
Maio	39,74	7,64	89,89	147,39
Junho	40,81	6,59	91,21	128,57
Julho	36,82	8,47	78,72	135,59
Agosto	38,58	8,15	99,77	115,54
Setembro	37,81	8,24	92,66	125,96
Outubro	40,42	6,25	104,53	108,94
Novembro	35,93	8,19	122,79	104,67
Dezembro	35,85	9,57	124,42	113,56

Estes mesmos valores encontram-se detalhados, graficamente, na Figura 5.93 e na Figura 5.94. Estas figuras dizem respeito aos valores em Portugal e em Espanha, respetivamente.

Energia Mensal Mobilizada em Portugal - Ano de 2011

**Figura 5.93** - Evolução da energia média mensal de regulação secundária mobilizada, a subir e a descer, em Portugal - Ano de 2011.

Energia Mensal Mobilizada em Espanha - Ano de 2011

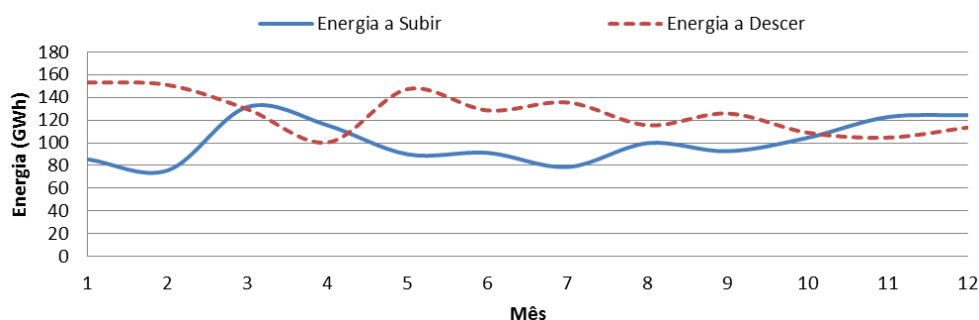


Figura 5.94 - Evolução da energia média mensal de regulação secundária mobilizada, a subir e a descer, em Espanha - Ano de 2011.

Em Portugal, no ano de 2011, a energia de regulação secundária mobilizada a subir foi sempre superior à energia a descer. Já em Espanha, não ocorreu o mesmo havendo, inclusive, um maior número de meses nos quais a energia mobilizada a descer foi superior. De notar ainda que em Espanha é mobilizada, em média, bastante mais energia do que em Portugal devido, essencialmente, à dimensão do sistema elétrico Espanhol quando comparada com a Portuguesa.

A Tabela 5.69 apresenta os valores máximos, mínimos e médios da energia de regulação secundária mobilizada, a subir e a descer, assim como o mês em que os valores máximos e mínimos se verificaram.

Tabela 5.69 - Valores máximos, mínimos e médios da energia média mensal de regulação secundária mobilizada a subir e a descer em Portugal e em Espanha - Ano de 2011.

	Lado - Português				Lado Espanhol			
Energia (GWh)	A Subir	Mês	A Descer	Mês	A Subir	Mês	A Descer	Mês
Máximo	46,53	Jan	11,21	Mar	131,80	Mar	153,22	Jan
Mínimo	35,17	Abr	5,95	Abr	75,79	Fev	100,38	Abr
Médio	38,68		8,10		101,04		126,20	

Os valores presentes na tabela anterior reforçam a ideia mencionada anteriormente, pois todos os valores verificados em Espanha são superiores aos verificados em Portugal.

5.7.2 - Reserva Terciária

5.7.2.1- Evolução do Preço

Relativamente à reserva terciária ao longo do ano de 2011, a Tabela 5.70 apresenta os valores referentes aos preços médios mensais, a subir e a descer, verificados no mercado destinado a esta mesma reserva.

Tabela 5.70 - Preços médios mensais do mercado referentes à reserva terciária, em Portugal e em Espanha - Ano de 2011.

€/MWh	Portugal		Espanha	
Mês	A Subir	A Descer	A Subir	A Descer
Janeiro	54,18	15,46	42,86	26,64
Fevereiro	57,82	19,13	49,69	34,87
Março	56,71	16,31	48,07	27,25
Abril	55,38	19,43	47,43	26,07
Maio	59,16	29,74	51,46	32,93
Junho	65,63	26,45	52,68	34,82
Julho	67,77	26,44	51,70	34,36
Agosto	73,35	29,13	55,98	38,50
Setembro	75,23	32,52	56,69	41,92
Outubro	78,01	32,89	57,71	39,35
Novembro	77,13	23,25	53,74	33,28
Dezembro	62,90	16,58	50,87	30,66

Estes mesmos valores encontram-se detalhados, graficamente, na Figura 5.95 e na Figura 5.96. Estas dizem respeito aos valores verificados em Portugal e em Espanha, respetivamente.

Evolução do Preço médio mensal da reserva terciária em Portugal - Ano de 2011

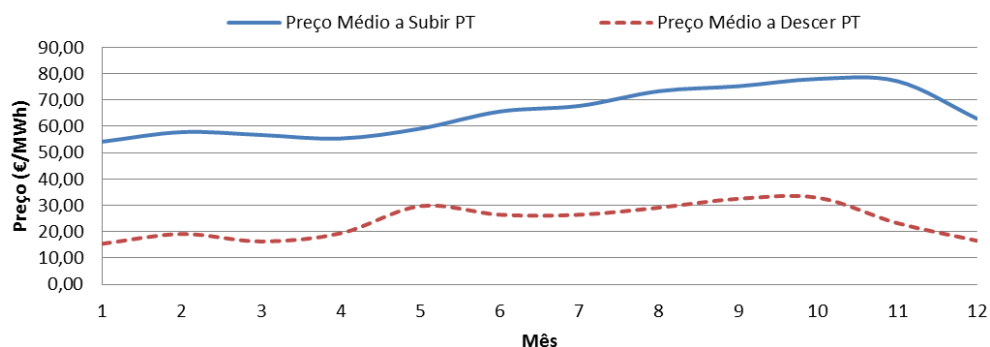


Figura 5.95 - Evolução dos preços médios mensais da energia de reserva terciária, a subir e a descer, em Portugal - Ano de 2011.

Evolução do Preço médio mensal da reserva terciária em Espanha - Ano de 2011

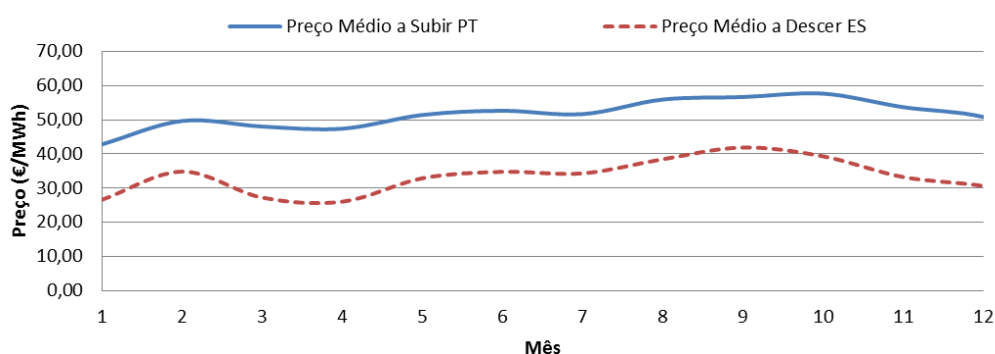


Figura 5.96 - Evolução dos preços médios mensais da energia de reserva terciária, a subir e a descer, em Espanha - Ano de 2011.

Na Tabela 5.71 estão apresentados os valores máximos, mínimos e médios do preço no mercado da reserva secundária, assim como o mês em que os valores máximos e mínimos se verificaram.

Tabela 5.71 - Preços máximos, mínimos e médios obtidos no Mercado relativo à reserva terciária, no lado Português e no lado Espanhol - Ano de 2011.

Preço (€/MWh)	Lado - Português				Lado Espanhol			
	A Subir	Mês	A Descer	Mês	A Subir	Mês	A Descer	Mês
Máximo	78,01	Out	32,89	Out	57,71	Out	41,92	Set
Mínimo	54,18	Jan	15,46	Jan	42,86	Jan	26,07	Abr
Médio	65,27		23,94		51,57		33,39	

Em Portugal, ao longo do ano de 2011, verificou-se um preço médio a subir superior ao verificado em Espanha. Quanto ao preço médio a descer, em Portugal o seu valor foi inferior ao verificado em Espanha.

O gráfico da Figura 5.97 apresenta uma comparação entre o preço médio a subir e a descer em Portugal e o preço médio a subir e a descer em Espanha.

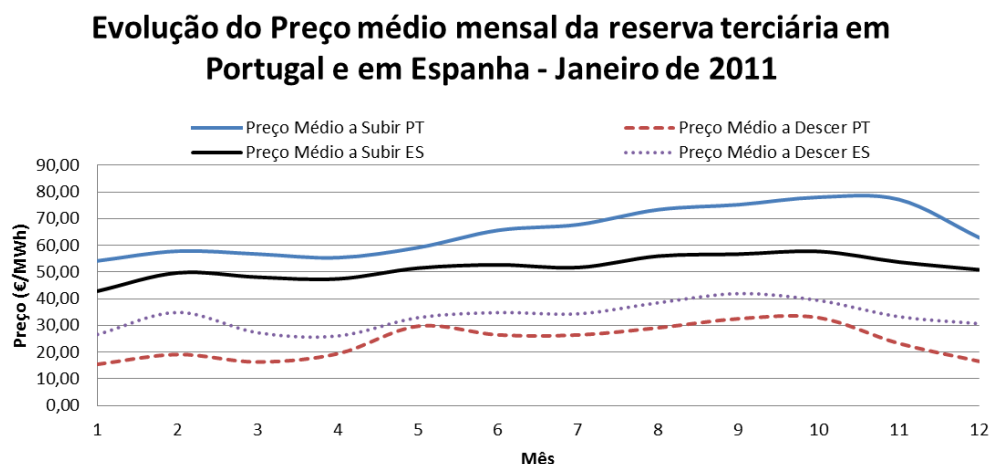


Figura 5.97 - Gráfico comparativo entre os preços médios da reserva terciária a subir e a descer, em Portugal e em Espanha - Ano de 2011.

O gráfico da Figura 5.98 apresenta a comparação entre o preço da reserva terciária a subir e a descer e o preço no Mercado Diário em Portugal.

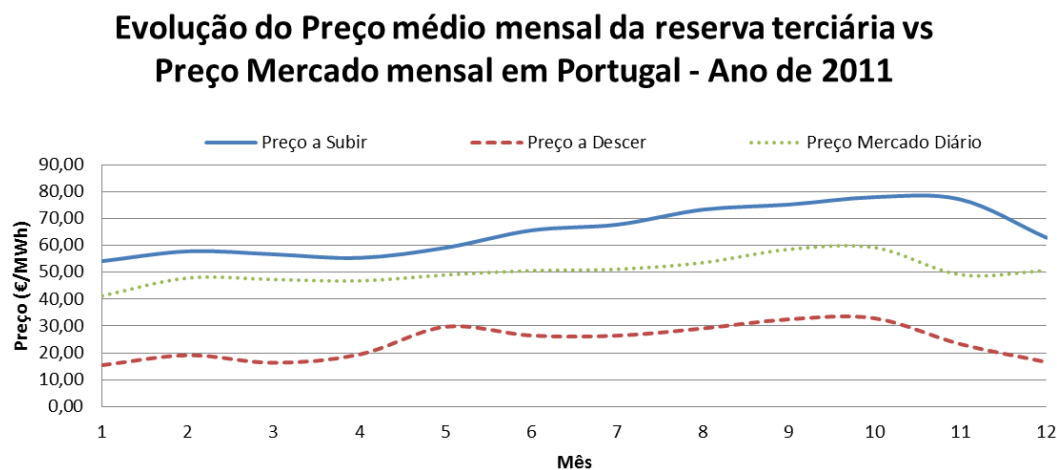


Figura 5.98 - Comparação da evolução do preço médio mensal da reserva terciária, a subir e a descer, em Portugal com a evolução do preço médio mensal do Mercado Diário em Portugal - Ano de 2011.

Ao longo do ano de 2011, verifica-se que o preço no Mercado Diário foi sempre inferior ao preço da reserva terciária a subir e sempre superior ao preço da reserva terciária a descer.

5.7.2.2- Evolução da Energia de Reserva Terciária Utilizada

A Tabela 5.72 apresenta os valores referentes à energia média mensal de regulação terciária mobilizada, a subir e a descer em Portugal e em Espanha, ao longo do ano de 2011.

Tabela 5.72 - Energia média mensal de regulação secundária, a subir a descer, em Portugal e em Espanha - Ano de 2011.

GWh	Portugal		Espanha	
Mês	A Subir	A Descer	A Subir	A Descer
Janeiro	31,69	207,88	263,33	206,05
Fevereiro	46,60	216,51	158,31	321,00
Março	55,64	208,66	227,26	399,67
Abril	47,96	185,42	134,26	295,29
Maio	75,29	81,57	293,54	127,79
Junho	91,46	71,11	239,30	98,35
Julho	84,47	56,08	156,87	235,71
Agosto	88,68	62,44	301,06	116,52
Setembro	53,46	106,14	164,58	185,72
Outubro	30,09	163,35	154,09	252,55
Novembro	90,91	146,44	279,80	145,46
Dezembro	35,01	238,80	321,44	207,32

Os gráficos correspondentes aos valores presentes na tabela anterior são os apresentados na Figura 5.99 e na Figura 5.100.

Evolução da Energia mensal de Regulação Terciária em Portugal - Ano de 2011

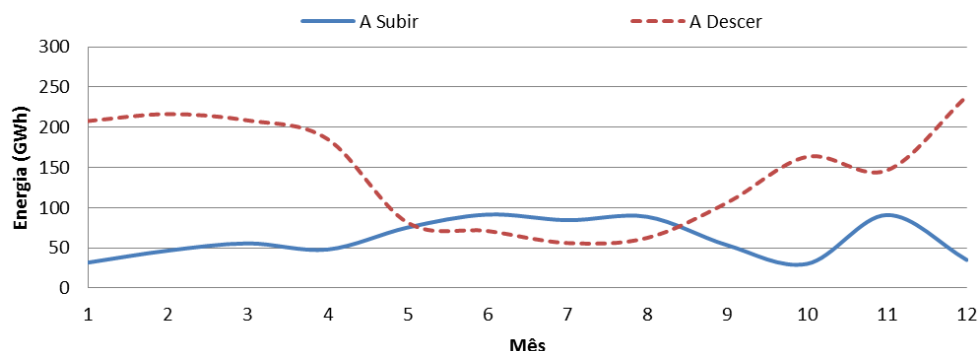


Figura 5.99 - Evolução da energia média mensal de regulação terciária mobilizada, a subir e a descer, em Portugal - Ano de 2011.

Evolução da Energia mensal de Regulação Terciária em Espanha - Ano de 2011

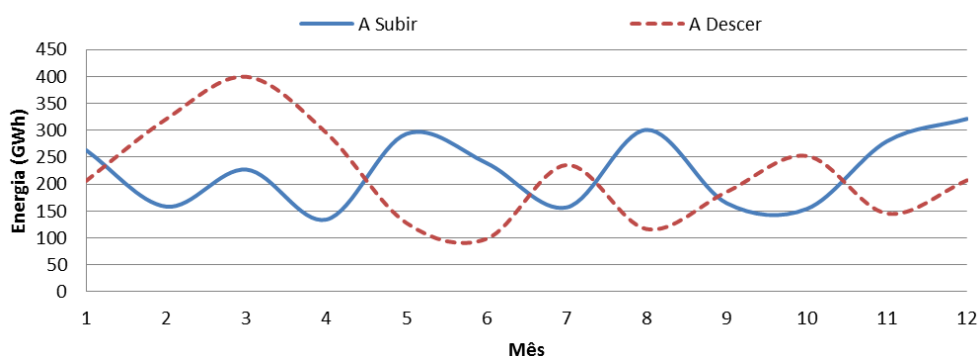


Figura 5.100 - Evolução da energia média mensal de regulação terciária mobilizada, a subir e a descer, em Espanha - Ano de 2011.

Em Portugal, nos meses de Maio a Agosto do ano em análise, a energia de regulação terciária mobilizada, a descer, foi inferior à energia mobilizada a subir. Durante os restantes meses, verificou-se o oposto, isto é, a energia mobilizada a descer foi superior à energia mobilizada a subir. Em Espanha verificaram-se seis meses nos quais a energia a subir foi inferior à energia a descer e, nos restantes meses, verificou-se a tendência oposta. De notar que à semelhança da energia de regulação secundária, a energia de regulação terciária mobilizada em Espanha é muito superior à mobilizada em Portugal.

Na Tabela 5.73 estão apresentados os valores máximos, mínimos e médios de energia terciária mobilizada, a subir e a descer, em Portugal e em Espanha, assim como o mês em que os valores máximos e mínimos se verificaram.

Tabela 5.73 - Valores máximos, mínimos e médios da energia média mensal de regulação terciária mobilizada a subir e a descer em Portugal e em Espanha - Ano de 2011.

	Lado - Português				Lado Espanhol			
Energia (GWh)	A Subir	Mês	A Descer	Mês	A Subir	Mês	A Descer	Mês
Máximo	91,46	Jun	238,80	Dez	321,44	Dez	399,67	Mar
Mínimo	30,09	Out	56,08	Jul	134,26	Abr	98,35	Jun
Médio	60,94		145,37		224,49		215,95	

Pelos valores presentes na tabela anterior, pode-se confirmar que de facto todos os valores referentes à energia terciária mobilizada, quer a subir quer a descer, são superiores em Espanha quando comparados com os valores do lado Português.

Capítulo 6

Conclusões

A implementação do MIBEL provocou alterações significativas no setor elétrico Português. O setor elétrico no passado, e antes do processo de reestruturação, era caracterizado por monopólios verticalmente integrados em toda a estrutura desde a produção até ao relacionamento com o consumidor final. Nestes monopólios, existia uma única empresa em cada país ou área geográfica e, como essa mesma empresa tinha uma área concessionada, não existia qualquer tipo de concorrência.

Com a reestruturação do setor elétrico iniciada na década de 90, em Inglaterra, deu-se uma grande evolução no princípio de funcionamento dos sistemas elétricos. Este processo consistiu, de modo geral, na passagem de um sistema verticalmente integrado, em que uma única empresa detinha o monopólio em termos de produção, transporte, distribuição e comercialização de energia elétrica, para um sistema desverticalizado. Com este novo sistema, foram criadas condições para haver um aumento da concorrência na produção e na comercialização e surgiram também diversas entidades, entre as quais se destacam, o Operador de Mercado, o Operador de Sistema e as Entidades Reguladoras. O ponto mais alto deste processo de reestruturação está relacionado com o início da formação de mercados transacionais, sendo que o primeiro exemplo deste mesmo mercado foi o *Nordpool* na Península da Escandinávia. Outro aspeto a destacar neste processo tem a ver com a implementação de mecanismos de mercado, passando-se assim de uma situação em que apenas era possível negociar energia através da realização de contratos bilaterais, para uma situação em que também passou a ser possível recorrer ao mercado de eletricidade, também denominado mercado *Pool*. O funcionamento do mercado *Pool* baseia-se na apresentação de propostas de compra e de venda de energia elétrica, dentro das normas estipuladas para o efeito.

Como resultado de todo este processo de reestruturação, que provocou alterações no setor elétrico Português e Espanhol, iniciou-se o processo de formação do Mercado Ibérico de Eletricidade. A criação de condições para a abertura total do mercado de eletricidade em

Portugal levou à necessidade de serem regulados os monopólios das redes de transporte e de distribuição, dada a inviabilidade de se duplicarem essas mesmas redes. Com isso tornou-se ainda necessário o desmantelamento da maioria dos Contratos de Aquisição de Energia, CAE, uma vez que constituíam um entrave à participação da produção no mercado, devido ao relacionamento de longo prazo que acarretavam. Assim para compensar a eliminação destes contratos, e como forma de compensar as entidades produtoras envolvidas, surgiram os Custos de Manutenção de Equilíbrio Contratual, CMEC.

A data de 1 de Julho de 2007 marcou o arranque oficial do operador comum do MIBEL depois de vários impasses e extensas negociações realizadas entre Portugal e Espanha. O principal objetivo da criação do MIBEL era o de passar de dois mercados nacionais para um mercado transacional, em que fosse possível aumentar a concorrência de modo a beneficiar os consumidores dos dois países. Com a implementação deste mercado também se pretendeu aproveitar, de forma mais eficiente, os recursos existentes nos dois países por forma a adotar uma metodologia única que conduzisse à definição de um preço de referência único ao nível da Península Ibérica. Para o bom funcionamento do MIBEL, as interligações existentes entre os dois países desempenham um papel muito relevante porque, quando a capacidade das linhas não é suficiente para que possam ser implementados os despachos realizados tendo em conta apenas fatores económicos, é necessário recorrer a um mecanismo denominado *Market Splitting*. Este mecanismo promove a separação dos mercados na medida em que passa a existir um preço diferente nas áreas interligadas, fruto do congestionamento verificado nas interligações. Assim, e de modo a tornar possível um dos objetivos principais do MIBEL relacionado com a existência de um preço de referência único na Península Ibérica, é de extrema importância o reforço das interligações por forma a reduzir os congestionamentos. Dentro desta ordem de ideias, tem-se assistido a um reforço progressivo destas interligações prevendo-se que em 2015 a capacidade de interligação entre Portugal e Espanha atinja os 3000 MW.

Tal como referido anteriormente, o principal objetivo do MIBEL está relacionado com o facto de tornar possível a existência de um preço único de referência a nível da Península Ibérica. Deste modo, será mais fácil ocorrer a evolução de um mercado a dois para um mercado muito maior a nível Europeu. Assim, é imprescindível uma boa coordenação entre todos os agentes envolvidos, nomeadamente, entre o Operador de Mercado e o Operador de Sistema. O primeiro está encarregue da gestão económica dos mercados de eletricidade e, como tal, tem como principal função ordenar as propostas de compra e de venda, de modo a proceder ao encontro dessas mesmas propostas e assim obter o despacho puramente económico para o dia seguinte. Já o Operador de Sistema tem como função a coordenação técnica da exploração do sistema elétrico, o que envolve diversas tarefas de modo a manter o sistema com adequados níveis de segurança, fiabilidade e estabilidade. É neste contexto que

surgem os Serviços de Sistema. Estes serviços são contratados e mobilizados pelo Operador de Sistema e a contratação de diversos destes serviços é realizada em mercados próprios, existentes para o efeito.

Assim, a análise estatística efetuada ao longo deste trabalho incidiu sobre estes dois mercados: O Mercado Diário e o mercado de Serviços de Sistema. Por forma a retirar um maior número de conclusões, optou-se por analisar de forma mais aprofundada um mês de Inverno e um mês de Verão de modo a avaliar o impacto das condições meteorológicas nos resultados obtidos. Os meses em questão foram, respetivamente, o mês de Janeiro e o mês de Julho. Por fim, efetuou-se ainda uma análise mais global de todo o ano de 2011.

Relativamente ao Mercado Diário, foram analisados os resultados referentes à energia contratada, ao preço no Mercado Diário, ao volume económico transacionado, ao *Market Splitting* e ainda às tecnologias que vão a mercado. De salientar que em cada uma destas análises se separam as duas áreas de operação de modo a avaliar de forma individual o comportamento de cada país nos resultados do MIBEL.

Os resultados obtidos para a energia contratada em Portugal e em Espanha, mostram que, ao longo do ano de 2011, a energia contratada em Espanha foi cerca de 182289 GWh, enquanto que, em Portugal, foi de 33787 GWh. Ora estes resultados mostram que as dimensões do mercado Espanhol são bastante superiores devido, essencialmente, ao maior número de consumidores que alimenta. Contudo, é necessário ter em conta que a energia contratada no Mercado Diário não corresponde a toda a carga a alimentar devido à produção em regime especial. Tanto em Portugal como em Espanha, esta produção é abrangida por uma legislação própria. Em Portugal, a produção abrangida por este regime não vai a mercado e é remunerada através de tarifas específicas, denominadas tarifas *feed-in*. Já em Espanha, a produção em regime especial pode optar por ir a mercado ou, à semelhança do que se verifica em Portugal, receber uma tarifa. Relativamente à evolução desta energia ao longo dos últimos anos, tem-se verificado que, de modo geral, o seu valor tem vindo a diminuir. Isto, tal como explicado anteriormente, pode verificar-se devido ao aumento da produção em regime especial e não devido à diminuição da carga a alimentar.

Relativamente aos preços obtidos no Mercado Diário, verificou-se que, em média, os preços de 2009 para 2010 não sofreram grandes alterações, tanto em Portugal como em Espanha. Já de 2010 para 2011, verificou-se um grande aumento tanto em Portugal como em Espanha. Este aumento foi da ordem dos 26% em ambos os países. De notar ainda que relativamente aos dois meses analisados, verificou-se um aumento de aproximadamente 10 €/MWh do mês de Julho em relação ao mês de Janeiro. Esta situação será devidamente explicada, mais adiante neste Capítulo.

O volume transacionado em ambos os países foi naturalmente bastante diferente porque depende do preço do Mercado Diário e da energia contratada, sendo este último, tal como se viu anteriormente, o principal fator diferenciador. No ano de 2011, o volume transacionado total foi de 9259 M€ enquanto que, em Portugal, foi de 1753 M€. De salientar que estes valores foram os mais elevados dos últimos três anos devido, essencialmente, ao facto de os preços no ano de 2011 terem aumentado substancialmente.

Relativamente ao mecanismo de *Market Splitting*, verificou-se que a sua utilização ocorreu em aproximadamente 8,4% das horas de funcionamento do Mercado Diário no ano de 2011. Desta percentagem, em 1,8% das horas este mecanismo foi aplicado no sentido de Portugal para Espanha e em 6,7% das horas no sentido de Espanha para Portugal. O sentido do congestionamento permite identificar qual o país no qual o preço foi mais elevado. A maior percentagem ocorreu no sentido de Espanha para Portugal pelo que, nesta situação, o preço em Portugal aumentou tendo sido necessário colocar em serviço a última central que não foi despachada em Portugal e que, naturalmente, é mais cara. De modo geral, a subida de preço ocorre no país que está a importar a energia. No entanto, se se compararem os resultados obtidos no ano de 2011, com os obtidos em 2010 verifica-se que este mecanismo foi, aproximadamente, aplicado em menos 13% das horas de funcionamento do Mercado Diário. Isto demonstra que o reforço efetuado nas interligações aliado à redução do consumo, tem permitido atingir um dos principais objetivos do MIBEL.

As principais tecnologias presentes no mercado diário, ao longo do ano de 2011, foram distintas em Portugal e em Espanha. Do lado Português, verificou-se que as principais tecnologias presentes no Mercado Diário foram, por esta ordem, a hídrica, a de ciclo-combinado, a de carvão e a de regime especial com as seguintes percentagens: 35,77%, 31,47%, 30,69% e 2,07% respetivamente. De destacar que, em Portugal, a tecnologia fuel-gás não foi utilizada ao longo do ano de 2011 e que a pequena percentagem referente à produção em regime especial diz respeito à energia proveniente de Espanha pois, tal como referido anteriormente, a produção segundo este regime não vai a mercado em Portugal. Do lado Espanhol verificou-se que as principais tecnologias foram, por esta ordem, a produção em regime especial, a nuclear, a hídrica, a de carvão, a de ciclo combinado e a de fuel-gás com as seguintes percentagens: 38,31%, 21,69%, 13,91%, 10,94%, 10,60% e 1,75%. De salientar que a energia com origem internacional tem como proveniência as interligações entre Espanha e França e entre Espanha e Marrocos e teve um peso de 2,80%. Em comparação com o ano de 2010, verificou-se uma redução na utilização da energia hídrica, devido ao facto de 2011 ter sido um ano menos chuvoso que o de 2010.

Realizou-se ainda uma análise do número de horas em que cada tecnologia marcou o preço de mercado ao longo do ano de 2011. Os resultados obtidos mostram que em Portugal,

no ano de 2011, foi a tecnologia hídrica que mais vezes marcou o preço no Mercado Diário, seguindo-se a tecnologia térmica convencional e térmica de ciclo combinado. Já do lado Espanhol, verificou-se que foi a tecnologia térmica convencional que mais vezes marcou o preço no Mercado Diário, seguindo-se a hídrica e a térmica de ciclo combinado.

Por fim, foi ainda realizada uma análise que relacionou o preço médio de mercado com a contribuição percentual de cada tecnologia presente a mercado. No lado Português, foi possível verificar que o preço médio mensal foi, de modo geral, mais elevado quando a percentagem de energia hídrica presente a mercado era menor. Quando a percentagem de hídrica diminuiu durante os meses de Verão verificou-se que ganharam importância o carvão e o ciclo combinado, pelo que ocorreu um aumento natural dos preços verificados no mercado. Assim, parece haver uma tendência para que os preços baixem com o aumento da percentagem hídrica o que sugere que, em anos chuvosos, os preços desçam. Esta ideia é, em parte, sustentada com os resultados obtidos no ano de 2010 face ao ano de 2011. Como o ano de 2010 foi o mais chuvoso da década, a tecnologia hídrica teve grande importância o que se traduziu por um abaixamento generalizado dos preços no Mercado Diário. No lado Espanhol, não foi possível determinar uma relação tão clara como a determinada para Portugal, uma vez que em Espanha existe uma maior variedade de tecnologias a mercado e as percentagens referentes a cada uma delas são mais equilibradas. Contudo, do mês de Setembro ao mês de Dezembro de 2011, pareceu existir uma correlação entre o preço de mercado e a produção em regime especial, verificando-se uma diminuição do preço com um aumento da percentagem de PRE.

No que respeita aos mercados de Serviços de Sistema no ano de 2011 e, em concreto, à reserva secundária em Portugal, verificou-se que o preço médio mensal em Portugal foi sempre superior ao preço médio mensal em Espanha. Para esta diferença de preço entre as duas áreas de operação terá contribuído um maior conhecimento e experiência acumulada no lado Espanhol, visto que os mercados de Serviços de Sistema em Espanha se encontram em funcionamento desde 1998, enquanto que em Portugal são relativamente recentes, tendo começado a operar em 2007. Quanto à banda a contratar, verifica-se que em Portugal a banda contratada a subir foi sempre superior à banda contratada a descer porque o TSO contrata uma dada banda, repartindo-a em 2/3 a subir e 1/3 a descer. Embora o TSO Espanhol não use a regra referida anteriormente, em Espanha, ao longo do ano de 2011, verificou-se que a banda contratada a subir foi sempre superior à banda contratada a descer. Comparando a banda contratada em Portugal com a banda contratada em Espanha, verifica-se que esta última é muito superior pois a dimensão do sistema elétrico Espanhol também o é.

Quanto à reserva terciária, ao longo do ano de 2011, verificou-se que o preço médio da reserva a subir, quer em Portugal quer em Espanha, foi sempre superior ao preço médio a descer e que, mais uma vez, os preços praticados em Portugal foram superiores aos praticados em Espanha. Relativamente à energia de regulação terciária mobilizada, verificou-se que houve mais energia mobilizada a descer e que esta energia foi quase sempre superior à energia secundária mobilizada, quer a subir quer a descer. Tal situação tem como justificação o facto de a energia terciária ser utilizada para substituir e complementar a energia secundária e servir ainda para colmatar erros nas previsões de eólica.

Por fim, efetuou-se ainda uma tentativa de correlacionar o erro de previsão eólica com a mobilização de energia secundária e terciária. Para isso, selecionaram-se os dois dias nos quais o somatório da energia mobilizada a subir e a descer foi maior, durante o mês de Janeiro e os dois dias nos quais este somatório foi menor, durante esse mesmo mês e comparou-se, para estes mesmos dias, os diagramas de produção eólica respetivos. De notar que a energia secundária mobilizada é normalmente utilizada para corrigir os erros de previsão eólica e que a energia terciária mobilizada é normalmente utilizada para substituir e complementar a energia de regulação secundária e complementar a correção desses desvios, pelo que há a possibilidade de existir uma relação entre estas e o erro de previsão. Contudo, esta análise revelou-se infrutífera devido, essencialmente, à impossibilidade de se obter dados referentes ao total de produção eólica e respetivo erro de previsão.

De forma geral, pode-se concluir que o Mercado Ibérico de Eletricidade apresentou uma evolução positiva ao longo do ano de 2011. Para esta evolução, em muito contribuiu o progressivo aumento da capacidade das interligações existentes entre Portugal e Espanha pois, tal como referido anteriormente, o mercado funcionou cada vez mais como um mercado único ao nível da Península Ibérica, registando-se uma diminuição da aplicação do mecanismo de *Market Splitting*. Como possível desenvolvimento futuro, seria interessante uma mudança na legislação Portuguesa no que à produção em regime especial diz respeito, por forma a que passe a existir a possibilidade de participação da PRE no Mercado Diário do MIBEL. Esta alteração poderia constituir um grande passo para que a energia disponível no Mercado Diário Português aumentasse e, consequentemente houvesse a possibilidade de ocorrer um decréscimo nos preços praticados neste mesmo mercado.

Em relação aos Serviços de Sistema, é extremamente importante que se prossiga com a aplicação do modelo de harmonização atualmente em execução de modo a melhorar a coordenação e contratação dos Serviços de Sistema no âmbito do MIBEL e de modo a possibilitar que, num futuro próximo, seja possível implementar uma solução multi-TSO para o intercâmbio entre os sistemas elétricos na Europa.

Para finalizar, espera-se que este trabalho corresponda às expetativas da EDP Produção e que a informação nele contida se possa revelar útil quer para a EDP, quer para possíveis desenvolvimentos futuros.

Referências

- [1] J.P.T. Saraiva, J.L.P. Pereira da Silva e M.T Ponce de Leão, "Mercados de Electricidade - Regulação e Tarificação de Uso das Redes", Porto: Feup Edições, 2002.
- [2] C. Silva, "Análise Estatística dos Resultados do Mercado Ibérico de Eletricidade no ano de 2010", Dissertação para obtenção do grau de Mestre em Engenharia Eletrotécnica e de Computadores, FEUP, Porto, Junho de 2011.
- [3] J. Sousa, "Estimativa da Remuneração de Centrais Hídricas em Mercados de Electricidade", Dissertação para obtenção do grau de Mestre em Engenharia Eletrotécnica e de Computadores, FEUP, Porto, Setembro de 2007.
- [4] M. Gomes, "Novos Mecanismos de Mercado de Energia Eléctrica e de Serviços Auxiliares em Sistemas Eléctricos" ,Tese submetida para a obtenção do grau de Doutor em Engenharia Eletrotécnica e de Computadores, FEUP, Porto, Janeiro de 2007.
- [5] P. Silva, "Análise numérica dos resultados do Mercado de Electricidade em Portugal inserido no Mercado Ibérico de Eletricidade MIBEL do ano de 2008," Dissertação para obtenção do grau de Mestre em Engenharia Eletrotécnica e de Computadores, FEUP, Porto, Junho de 2009.
- [6] A Eletricidade em Portugal. Disponível em <http://energiaelectrica.no.sapo.pt/empotug.htm>. Acesso em 6 de Março de 2012.
- [7] O Setor Eléctrico. Disponível em <http://www.portugalglobal.pt/PT/InvestirPortugal/PorquePortugal/Documents/O%20sector%20electrico.pdf>. Acesso em 6 de Março de 2012.
- [8] Negócio da Eletricidade. Disponível em <http://www.galpenenergia.com/PT/agalpenenergia/os-nossos-negocios/Gas-Power/Power/Paginas/Negocio-da-electricidade-em-Portugal.aspx>. Acesso em 6 de Março de 2012.
- [9] Breve Caracterização do Sistema Eléctrico Nacional. Disponível em https://dspace.ist.utl.pt/bitstream/2295/288542/1/Caracterizacao_SEN_ed0.pdf. Acesso em 6 de Março de 2012.

- [10] I. Praça, Agentes Inteligentes aplicados aos Mercados de Energia, 9 de Março de 2007.
- [11] Descrição do funcionamento do MIBEL- Novembro de 2009. Disponível em http://www.mibel.com/index.php?mod=documentos&mem=descargar&fichero=documentos_Descricao_Funcionamento_MIBEL_Marco_2009_b3f546bd.pdf. Acesso em 6 de Março de 2012.
- [12] Preços da Eletricidade em 2012. Disponível em <http://www.erse.pt/pt/electricidade/tarifaseprecos/precosdeelectricidade/Paginas/default.aspx?master=ErsePrint.master>. Acesso em 6 de Março de 2012.
- [13] Setor Elétrico Português. Disponível em <http://www.edp.pt/pt/aedp/sectordeenergia/sistemaelectricoportugues/Pages/SistElectNacional.aspx>. Acesso em 6 de Março de 2012.
- [14] J.M.M. Fano, "Historia y panorama actual del sistema eléctrico español". Disponível em http://www.cofis.es/pdf/fys/fys13/fys13_10-17.pdf. Acesso em 6 de Março de 2012.
- [15] P. d. Silva, O Sector da Energia Eléctrica na União Europeia: Evolução e Perspectivas, Coimbra: Imprensa da Universidade de Coimbra, 2007.
- [16] La Comisión Nacional de Energía. Disponível em http://www.cne.es/cne/contenido.jsp?id_nodo=3&&keyword=&auditoria=F. Acesso em 6 de Março de 2012.
- [17] Quièn es Red Eléctrica de España- Presentación, Disponível em http://www.ree.es/quien_es/presentacion.asp. Acesso em 6 de Março de 2012.
- [18] Sistema Elétrico Espanhol. Disponível em <http://www.edp.pt/pt/aedp/sectordeenergia/sistemaelectricoespanhol/Pages/SistElectES.aspx>. Acesso em 6 de Março de 2012.
- [19] F. Saraiva, "O MIBEL: Os Impactos do Mercado Ibérico", Escola de Gestão do Porto, 7 de Julho de 2005.
- [20] MIBEL, Disponível em <http://www.omip.pt/OMIP/MIBEL/tabid/72/language/pt-PT/Default.aspx>. Acesso em 6 de Março de 2012.
- [21] L. B. d. Cruz, "A liberalização do Sector Elétrico e os Mercados; O MIBEL- Mercado Ibérico de Energia Eléctrica", Porto, 22 de Abril de 2008.
- [22] Contratação, Disponível em <http://www.erse.pt/pt/supervisaodemercados/mercadodeelectricidade/contratacao/Paginas/default.aspx>. Acesso em 6 de Março de 2012.
- [23] OMIP, Disponível em <http://www.omip.pt/OMIP/Perfil/tabid/63/language/pt-PT/Default.aspx>. Acesso em 6 de Março de 2012.
- [24] Mercados a Prazo, Disponível em <http://www.erse.pt/pt/supervisaodemercados/mercadodeelectricidade/mercadoaprazo>

- /Paginas/default.aspx. Acesso em 6 de Março de 2012.
- [25] Mercados Diário e Intradiário. Disponível em <http://www.omie.es/pt/principal/mercados-e-produtos>. Acesso em 6 de Março de 2012.
- [26] Mercado Diário, Disponível em <http://www.erse.pt/pt/supervisaodemercados/mercadodeelectricidade/mercadodiario/Paginas/default.aspx>. Acesso em 6 de Março de 2012.
- [27] J.P.T. Saraiva, "Apontamentos de MQUA", FEUP, 2011.
- [28] Mecanismo Conjunto de Gestão a Prazo da Interligação Espanha-Portugal. Disponível em <http://www.cmvm.pt/CMVM/Cooperacao%20Internacional/Conselho%20Reguladores%20Mibel/Documents/GestaoPrazo.pdf>. Acesso em 6 de Março de 2012.
- [29] REN- Divisão Planeamento de Redes, "Capacidades Indicativas de Interligação para Fins Comerciais para o Ano de 2012", Lisboa, Novembro de 2011.
- [30] Jorge Esteves, "Interligações e Mercados de Serviços de Sistema- A Realidade do MIBEL no Contexto Europeu", Lisboa, 4 de Março de 2011.
- [31] J. Lopes, J. Saraiva, J. Fidalgo, N. Fonseca e Y. Phulpin, "Desenvolvimento de Ferramentas de Análise do Impacto Técnico da Integração de Microprodução e Veículos Elétricos - Parte II", INESC Porto, Dezembro de 2012.
- [32] E. L. Miguélez, I. E. Cortés, L. R. Rodríguez e G. L. Camino, "An Overview of Ancillary Services in Spain", Electric Power Systems Research, Março de 2008.
- [33] E. Hirst, B. Kirby, "Ancillary Services", in Proceedings of the American Power Conference, Chicago, Fevereiro de 1996.
- [34] UCTE, P1:Policy:Load Frequency Control and Performance, 2009.
- [35] J. T Saraiva, H. Heitor, N. Correia, R. Araújo, "Ancillary Services in Iberian Electricity Market - Current Situation and Harmonization Approaches", FEUP, 2011.
- [36] REN, "Manual de Procedimento do Gestor do Sistema". Disponível em <http://www.ren.pt>. Acesso em 31 de Março de 2012.
- [37] A. Mehdipour Pirbazari, "Ancillary Services Definitions, markets and practices in the world", in 15th Mediterranean Conference on Control & Automation, Atenas, 2010.
- [38] I. Kuzle, D. Bosnjak, S. Tesnjak, "An Overview of Ancillary Services in an Open Market Environment", in Transmission and Distribution Conference and Exposition: Latin America, Julho 2007.
- [39] R. Raineri, D. Schiele, "Technical and Economic Aspects on Ancillary Services Markets in the Electric Power Industry", Pontificia Universidad Católica de Chile, Julho de 2004.
- [40] "Key Issues in Facilitating Cross-Border Trading of Tertiary Reserves and Energy Balacing", ETSO, Maio de 2006.

- [41] R.P.M Araújo, “Análise dos Serviços de Sistema em Portugal e Espanha” , Dissertação para obtenção do grau de Mestre em Engenharia Eletrotécnica e de Computadores, FEUP, Porto, Janeiro de 2009.
- [42] Sistema de Informação de Mercados de Energia Eléctrica. Disponível em <http://www.mercado.ren.pt/InfOp/Paginas/default.aspx>. Acesso durante todo o mês de Abril de 2011.
- [43] Red Eléctrica de España. Disponível em <http://www.esios.ree.es/web-publica/>. Acesso durante todo o mês de Abril de 2011.
- [44] Boletins Climatológicos Anuais e Mensais, Produzido por Instituto de Meteorologia, IP Portugal. Disponível em <http://www.meteo.pt/pt/publicacoes/>. Acesso em 20 de Maio de 2012.