FACULDADE DE ENGENHARIA DA UNIVERSIDADE DO PORTO




# Comportamento dos Preços do MIBEL no ano de 2016 Tendo em Conta Cenários de Crescimento da Produção em Regime Especial

**João Pedro Açoreira Teixeira**

Mestrado Integrado em Engenharia Eletrotécnica e de Computadores

Orientador: Prof. Doutor João Paulo Tomé Saraiva

Co-orientador: Eng. José Carlos Sousa (EDP Produção)

18 de Julho de 2017

© João Teixeira, 2017

# Resumo

Nos últimos anos o setor elétrico nacional tem vindo a sofrer reformas com o intuito de o tornar mais global, levando à criação de mercados de eletricidade cada vez mais liberalizados e competitivos.

Na Europa surgiram mercados de eletricidade que integram vários países, seguindo assim uma tendência de globalização. Note-se o exemplo do *NordPool* e do MIBEL, com este último a englobar Portugal e Espanha.

O MIBEL entrou em funcionamento no dia 1 de julho de 2007 e em termos do modo de operação, este mercado baseia-se num modelo misto, que integra um mercado em pool simétrico e voluntário, sob a forma de Mercados Diário e Intradiário e com a possibilidade de estabelecer contratos bilaterais físicos e financeiros. O MIBEL foi criado com os principais objetivos de beneficiar os clientes que nele participam, conseguir criar um preço de referência para todos os países intervenientes, facilitar a liberalização e aumentar a globalização.

O aumento da Produção em Regime Especial, PRE, e da capacidade das interligações Portugal e Espanha, levou a que esse setor de produção tenha grande impacto no preço praticado nos mercados de eletricidade. Pelo que é de grande interesse realizar uma análise da influência dessa mesma produção nos preços já referidos, tanto devido a cenários de aumento da PRE como de eventual redução da sua produção devido à variabilidade de diversos recursos primários, por exemplo o vento e a radiação solar.

Esta dissertação é então realizada com o âmbito de efetuar uma avaliação do comportamento dos preços no MIBEL tendo em conta cenários de crescimento da PRE em Portugal no ano de 2016. Para tal, foram desenvolvidas várias ferramentas de análise para ser possível calcular o novo preço de mercado no caso da PRE adquirir valores diferentes dos originalmente registados ao longo do ano de 2016.

Entenda-se que na PRE estão incluídas as produções oriundas das tecnologias Eólica, Fotovoltaica e Hídrica juntamente com os Fios-de-Água, Cogeração, Biomassa e Aproveitamentos de Resíduos Sólidos Urbanos. No entanto, e a pedido do Engenheiro José Carlos Sousa da EDP Gestão da Produção de Energia, apenas foram analisadas as tecnologias Eólica, Fotovoltaica e a Hídrica em conjunto com os fios-de-água. Já no que diz respeito à PRE Total, esta resulta da soma destas três referidas.

Em termos de resultados obtidos, o Preço de Mercado médio registado no ano de 2016 foi de 39,42 €/MWh. No cenário geral onde se utilizou o escalão de aumento de 25% da PRE, verifica-se que no caso de uma variação da PRE Hídrica + Fios-de-Água ocorre uma redução no Preço de Mercado de 0,74 €/MWh, o que representa uma variação percentual de 2.69%. Já no caso de variação da PRE Eólica, o preço sofre uma redução na ordem dos 3.50%, ou seja, uma diminuição de 1 €/MWh. Por sua vez a variação da PRE Total implica uma diminuição no preço de 6,60%, o que traduz uma redução de 1.89 €/MWh no preço.

**Palavras-chave:** Produção em Regime Especial, Mercado Ibérico de Eletricidade, Mercados de Eletricidade, Preços de Mercado.

# Abstract

In recent years the national electrical sector has suffered reform with the purpose of making it more global creating electricity markets ever more liberalized and competitive.

In Europe markets that are composed by several countries have emerged following the globalizing tendency. Examples of this trend are NordPool and MIBEL, the latter integrating both Spanish and Portuguese electricity markets.

MIBEL started on July 1, 2007 and in what regards its operation it is based on a mixed model that integrates a symmetric and voluntary pool market taking the form of both Day-ahead and Intraday Markets with the possibility of establishing physical and financial bilateral contracts.

This market was created with the main goals of bettering deals for clients that take part in it, enabling the creation of a reference price for all intervening countries and the facilitation of market globalization and liberalization.

The rise of Special Status Generation, SSG, and of the capacity of interconnection between Portugal and Spain, resulted in that sector of generation having a large impact on the price practiced in electricity markets. As such it is of great interest to perform an analysis of the influence of that same generation on the prices named above, both in what regards rising SSG and the eventual reduction of generation due to the variability of several primary resources as are wind and solar radiation.

This dissertation was made with the purpose of evaluating price behavior in MIBEL, taking into account rising SSG scenarios in Portugal in the year 2016. As such, several tools were developed to analyze and calculate the new market price of SSG as it differs from values originally registered during the year 2016.

It is important to emphasize that SSG includes generation from wind, photovoltaic, Hydric along with run-of-the-river, cogeneration, biomass and urban solid waste utilization. However, and at the request of Engineer José Carlos Sousa of EDP Gestão da Produção de Energia, only photovoltaic, hydric, wind, run-of-the-river were analyzed. In what regards total SSG it results from the sum of these three sources.

In terms of obtained results, market price registered in the year of 2016 was 39,42 €/MWh. In a generalized scenario where a 25% rise of SSG, it was verified that a variation of hydric + run-of-the-river causes a reduction of market price of 0,74 €/MWh, which represents a variation of 2.69%. In the case of wind SSG, price suffers a reduction in the order of 3.5% that corresponds to a reduction of 1 €/MWh. Coming to total SSG it implies a reduction in price of 6,60%, what translates into 1.89 €/MWh.

# Agradecimentos

Em primeiro lugar gostaria de agradecer a toda família com especial ênfase aos pais, irmão cunhada por todo o apoio, confiança, respeito e atenção prestados ao longo da minha vida. Pois sem o total apoio e confiança deles não seria a pessoa que sou hoje e não tinha vivido as experiências que ao longo dos anos me me fizeram crescer enquanto pessoa.

Depois gostaria de agradecer e com um enorme abraço todos os amigos que conheci até hoje, pois com toda a certeza que contribuíram para o meu percurso em algum aspeto. No entanto tenho de realçar e dizer um grande obrigado aos amigos que estiverem sempre presentes ao longo da faculdade e que nesta minha última etapa me apoiram em muito nos maus e bons momentos, tornando possível a elaboração desta dissertação. Posto isto, um muito obrigado Gonçalo Fonseca, João Rocha, José Paulos, Pedro Pinto, Filipe Leal, Francisco Conceição e Frederico Agusti.

Ao meu orientador, Professor Doutor João Tomé Saraiva, por toda a sua disponibilidade, cooperação e empenho manifestados ao longo da realização da dissertação.

Por fim, gostaria de agradecer ao Engenheiro José Carlos Sousa da EDP - Gestão da Produção de Energia, S.A, pela sua opinião e disponibilidade, bem como pelas suas propostas para a realização da dissertação.

João Teixeira

*"I think it is possible for ordinary people to choose to be extraordinary"*

Elon Musk

# Conteúdo


**1 Introdução** **1**
1.1 Enquadramento e Objetivos . . . 1
1.2 Estrutura da Dissertação . . . 2

**2 Mercados de Eletricidade** **3**
2.1 Breve Contextualização Histórica do Setor Elétrico . . . 3
2.2 Razões Para a Mudança e o Seu Início . . . 6
2.3 Diretivas Europeias . . . 8
2.4 Novos Modelos . . . 9
2.4.1 Modelo Desagregado . . . 9
2.4.2 Modelo em *Pool* . . . 12
2.4.3 Modelo Simétrico e Assimétrico . . . 13
2.4.4 Modelos Obrigatórios e Voluntários . . . 18
2.4.5 Contratos Bilaterais . . . 19
2.4.6 Modelos Mistos . . . 20
2.5 Serviços de Sistema . . . 22

**3 Mercado Ibérico de Eletricidade** **25**
3.1 Generalidades Relativas ao Setor Elétrico Português . . . 25
3.2 Organização do Setor Elétrico em Portugal . . . 26
3.3 Generalidades Relativas ao Setor Elétrico Espanhol . . . 31
3.4 Organização do Setor Elétrico Espanhol . . . 33
3.5 Generalidades Relativas ao MIBEL . . . 35
3.6 Organização e Funcionamento do MIBEL . . . 39
3.7 OMIP . . . 40
3.8 OMIE . . . 42
3.8.1 Mercado Diário . . . 42
3.8.2 Mercado Intradiário . . . 44
3.9 *Market Splitting* . . . 45
3.10 Interligações . . . 46
3.11 Serviços de Sistemas . . . 49
3.12 Cronologia da Operação no MIBEL . . . 49
3.13 Produção em Regime Especial no Sistema Elétrico Português . . . 50
3.14 Tarifas do SEN . . . 54

**4 Metodologia Implementada** **57**
4.1 Introdução . . . 57
4.2 Metodologia Desenvolvida . . . 58

4.3 Algoritmo de Cálculo da Interseção . . . 65
4.3.1 Interseção Vertical . . . 65
4.3.2 Interseção Horizontal . . . 67
4.4 Demonstração e Exemplificação . . . 69
4.4.1 Exemplo 1 - Análise da Hora 2 do Dia 3 de janeiro de 2016 . . . 70
4.4.2 Exemplo 2 - Amálise do Dia 3 de janeiro de 2016 . . . 75

**5 Resultados Obtidos** **81**
5.1 introdução . . . 81
5.2 Cenários de Aumento da PRE em Portugal no Dia 8 de maio de 2016 . . . 81
5.3 Cenários de Aumento da PRE em Portugal no Dia 10 de junho de 2016 . . . 90
5.4 Cenários de Aumento da PRE em Portugal no Dia 11 de abril de 2016 . . . 96
5.5 Cenários de Diminuição da PRE em Portugal . . . 99
5.5.1 Cenário de Diminuição da PRE em Portugal no Dia 10 de junho de 1016 100
5.5.2 Cenários de Diminuição da PRE em Portugal no Dia 11 de abril de 2016 102
5.6 Comparação entre Cenários . . . 105
5.7 Análise Mensal . . . 107
5.7.1 Janeiro . . . 107
5.7.2 Fevereiro . . . 109
5.7.3 Março . . . 111
5.7.4 Abril . . . 113
5.7.5 Maio . . . 115
5.7.6 Junho . . . 117
5.7.7 Julho . . . 119
5.7.8 Agosto . . . 121
5.7.9 Setembro . . . 123
5.7.10 Outubro . . . 125
5.7.11 Novembro . . . 127
5.7.12 Dezembro . . . 129
5.8 Análise Geral . . . 131

**6 Conclusão** **133**
6.1 Considerações Finais . . . 133
6.2 Trabalhos Futuros . . . 135

**A Anexos** **137**

**Referências** **145**

# Lista de Figuras


2.1 Estrutura verticalmente integrada do setor elétrico . . . . . 4
2.2 Cronologia da restruturação dos setores elétrico e de distribuição de gás . . . . . 7
2.3 Evolução cronológica do setor elétrico em Portugal . . . . . 8
2.4 Novo modelo desagregado do setor elétrico . . . . . 11
2.5 Modelo de operação do setor elétrico em *Pool* . . . . . 13
2.6 Funcionamento de um *Pool* Simétrico . . . . . 14
2.7 Funcionamento de um *Pool* Simétrico Ideal . . . . . 16
2.8 Funcionamento de um *Pool* Assimétrico . . . . . 17
2.9 Funcionamento de um *Pool* Assimétrico Ideal . . . . . 18
2.10 Representação gráfica de um contrato às diferenças . . . . . 20
2.11 Modelo misto de exploração do setor elétrico . . . . . 21
2.12 Fluxos da energia, informação e do dinheiro . . . . . 22
2.13 Ativação das reservas após a ocorrência de um incidente . . . . . 23

3.1 Constituição do setor elétrico nacional em 1995 . . . . . 27
3.2 Organização do setor elétrico nacional atual . . . . . 29
3.3 Organização do setor elétrico espanhol . . . . . 35
3.4 Modelo organizacional do Operador de Mercado Ibérico . . . . . 39
3.5 Estrutura do mercado de contratação a curto prazo do MIBEL . . . . . 41
3.6 Curvas agregadas de venda e compra no OMIE para a hora 10 do dia 22 de março de 2017 . . . . . 44
3.7 Cronologia da operação das sessões do mercado intradiário . . . . . 44
3.8 *Market Splitting* . . . . . 46
3.9 Mapa das interligações existentes entre Portugal e Espanha . . . . . 48
3.10 Cronologia da Operação do MIBEL. . . . . 49
3.11 Evolução da energia em regime especial por tecnologia, desde 2000 a 2013 . . . 51
3.12 Evolução da energia em regime especial por tecnologia em 2014 e 2015 . . . . . 51
3.13 Contribuição anual da PRE para a satisfação do consumo . . . . . 52
3.14 Valor de referência do mercado regulado . . . . . 53
3.15 Custo médio por tecnologia no ano de 2014 e 2015 . . . . . 53
3.16 Tarifas de Acesso aplicadas aos clientes livres . . . . . 55
3.17 Tarifas de venda a clientes finais regulados . . . . . 55

4.1 Excerto do documento relativo à hora 2 do dia 3 de janeiro de 2016. . . . . 58
4.2 Excerto das produções por tecnologia relativamente à PRE em Portugal no ano de 2016. . . . . 60
4.3 Esquema do tratamento dos dados relativos aos Preços e à Energia de um determinado período. . . . . 61

4.4 Representação gráfica das curvas das Propostas Casadas de Mercado para uma dada hora. . . . . 62
4.5 Fluxograma da aplicação desenvolvida. . . . . 64
4.6 Representação gráfica de um exemplo de uma interseção vertical. . . . . 65
4.7 Representação gráfica de um exemplo de uma interseção Horizontal. . . . . 67
4.8 Representação gráfica de um exemplo de uma interseção Horizontal, mas tratada com o algoritmo da vertical. . . . . 69
4.9 Diagrama de consumo total do dia 3 janeiro de 2016. . . . . 70
4.10 Representação gráfica dos resultados obtidos para a alteração da PRE Eólica. . . 71
4.11 Representação gráfica dos resultados obtidos para a alteração da PRE Hídrica + Fios-de-Água. . . . . 72
4.12 Representação gráfica dos resultados obtidos para a alteração da PRE Fotovoltaica. 73
4.13 Representação gráfica dos resultados obtidos para a alteração da PRE Total. . . . 74
4.14 Representação gráfica dos resultados obtidos para a alteração de 25% da PRE Eólica. 76
4.15 Representação gráfica dos resultados obtidos para a alteração de 25% da PRE Fotovoltaica. . . . . 76
4.16 Representação gráfica dos resultados obtidos para a alteração de 25% da PRE Hídrica + Fios-de-Água. . . . . 77
4.17 Representação gráfica dos resultados obtidos para a alteração de 25% da PRE Total. 77

5.1 Preços antigos e novos de mercado para as 24 horas do dia 8 de maio de 2016. . . 83
5.2 Variações dos preços de mercado em percentagem para o dia 8 de maio de 2016, devido à alteração da PRE Hídrica + Fios-de-Água. . . . . 84
5.3 Variações dos preços de mercado em percentagem para o dia 8 de maio de 2016 com alteração da PRE Eólica. . . . . 86
5.4 Variações dos preços de mercado em percentagem para o dia 8 de maio de 2016 com alteração da PRE Total. . . . . 89
5.5 Variações do Preço de Mercado devido às diversas tecnologias no dia 8 de maio de 2016. . . . . 89
5.6 Variações dos preços de mercado em percentagem para o dia 10 de junho de 2016, com alteração da PRE Hídrica. . . . . 91
5.7 Variações dos preços de mercado em percentagem para o dia 10 de junho de 2016, com alteração da PRE Eólica. . . . . 93
5.8 Variações dos preços de mercado em percentagem para o dia 10 de junho de 2016, com alteração da PRE Fotovoltaica. . . . . 93
5.9 Variações dos preços de mercado em percentagem para o dia 10 de junho de 2016, com alteração da PRE Total. . . . . 95
5.10 Variações do Preço de Mercado devido às diversas tecnologias no dia 11 de abril de 2016 . . . . . 95
5.11 Valores das energias por tecnologia. . . . . 96
5.12 Variações dos preços de mercado em percentagem para o dia 11 de abril, com alteração da PRE Hídrica + Fios-de-Água. . . . . 98
5.13 Variações dos preços de mercado em percentagem para o dia 11 de abril, com alteração da PRE Eólica, Fotovoltaica e Total. . . . . 99
5.14 Variações dos preços de mercado em percentagem para o dia 10 de junho de 2016. 101
5.15 Variações dos preços de mercado em percentagem para o dia 10 de junho de 2016. 102
5.16 Variações dos preços de mercado em percentagem para o dia 11 de abril de 2016. 104
5.17 Variações dos preços de mercado em percentagem para o dia 11 de abril de 2016. 105
5.18 Variações para os dois cenários possíveis ao longo do dia 10 de junho. . . . . 106

5.19 Variação percentual média no mês de janeiro. . . . . 107
5.20 Variação percentual média no mês de fevereiro. . . . . 109
5.21 Variação percentual média no mês de março. . . . . 111
5.22 Variação percentual média no mês de abril. . . . . 113
5.23 Variação percentual média no mês de maio. . . . . 115
5.24 Variação percentual média no mês de junho. . . . . 117
5.25 Variação percentual média no mês de julho. . . . . 119
5.26 Variação percentual média no mês de agosto. . . . . 121
5.27 Variação percentual média no mês de setembro. . . . . 123
5.28 Variação percentual média no mês de outubro. . . . . 125
5.29 Variação percentual média no mês de novembro. . . . . 127
5.30 Variação percentual média no mês de dezembro. . . . . 129
5.31 Variações por tecnologia nos 12 meses de 2016. . . . . 131

# Lista de Tabelas


3.1 Sequência cronológica dos acontecimentos mais marcantes no MIBEL. . . . . 38
3.2 Características das linhas de interligação. . . . . 47

4.1 Resultados obtidos para a alteração da PRE Eólica. . . . . 70
4.2 Resultados obtidos para alteração da PRE Hídrica + Fios-de-Água. . . . . 71
4.3 Resultados obtidos para a alteração da PRE Fotovoltaica da hora 2 do dia 3 de janeiro. . . . . 72
4.4 Resultados obtidos para a alteração da PRE Fotovoltaica da hora 14 do dia 5 de janeiro. . . . . 73
4.5 Resultados obtidos para alteração da PRE Total. . . . . 74
4.6 Resumo dos valores da PRE para o dia 3 de janeiro de 2016. . . . . 75
4.7 Tabela resumo da análise do dia 3 de janeiro de 2016. . . . . 79

5.1 Resultados para um aumento de 25% da PRE Hídrica + Fios-de-Água . . . . . 82
5.2 Resultados para um aumento de 25% da PRE Eólica para o dia 8 de maio de 2016. 85
5.3 Resultados para um aumento de 25% da PRE Fotovoltaica para o dia 8 de maio de 2016. . . . . 87
5.4 Resultados para um aumento de 25% da PRE Total para o dia 8 de maio de 2016. 88
5.5 Resultados para um aumento de 25% da PRE Hídrica + Fios-de-Água para o dia 10 de junho de 2016. . . . . 90
5.6 Resultados para um aumento de 25% da PRE Eólica para o dia 10 de junho de 2016. 92
5.7 Resultados para um aumento de 25% da PRE Total para o dia 10 de junho de 2016. 94
5.8 Resultados para um aumento de 25% da PRE Hídrica + Fios-de-Água para o dia 11 de abril de 2016. . . . . 97
5.9 Preços e variações médias para o mês de janeiro. . . . . 108
5.10 Preços e variações para o mês de fevereiro . . . . . 110
5.11 preços e variações médias para o mês de março . . . . . 112
5.12 Preços e variações médias para o mês de abril. . . . . 114
5.13 Preços e variações médias para o mês de maio. . . . . 116
5.14 Preços e variações médias para o mês de junho. . . . . 118
5.15 Preços e variações médias para o mês de julho. . . . . 120
5.16 Preços e variações médias para o mês de agosto. . . . . 122
5.17 Preços e variações médias para o mês de setembro. . . . . 124
5.18 Preços e variações médias para o mês de outubro. . . . . 126
5.19 Preços e variações médias para o mês de novembro. . . . . 128
5.20 Preços e variações médias para o mês de dezembro . . . . . 130
5.21 Valores médios anuais das diferentes tecnologias. . . . . 131

A.1 Resultados para um aumento de 25% da PRE Eólica para o dia 11 de abril de 2016. 137

A.2 Resultados para um aumento de 25% da PRE Fotovoltaica para o dia 11 de abril de 2016. . . . . 138
A.3 Resultados para um aumento de 25% da PRE Total para o dia 11 de abril de 2016. 139
A.4 Resultados para uma diminuição de 25% da PRE Hídrica + Fios-de-Água para o dia 10 de junho de 2016. . . . . 140
A.5 Resultados para uma diminuição de 25% da PRE Eólica de 2016. . . . . 141
A.6 Resultados para uma diminuição de 25% da PRE Fotovoltaica para o dia 10 de junho de 2016. . . . . 142
A.7 Resultados para uma diminuição de 25% da PRE Total para o dia 10 de junho de 2016. . . . . 143

# Abreviaturas e Símbolos

| | |
|---|---|
| AGC | *Automatic Generation Control* |
| AT | Alta tensão |
| CNE | Companhia Nacional de eletricidade |
| CNSE | *Comisión Nacional del sector Eléctrico Nacional* |
| CUR | Comercializador de último recurso |
| EDP | Energias de Portugal |
| ENTSO-E | *European Network of transmission System of electricity* |
| ERSE | Entidade Reguladora do Setor Energético |
| IPP | *Independent Power Producers* |
| ISO | Operador Independente de Sistema |
| LOSEN | *Ley Orgánica del sector Eléctrico Nacional* |
| MAT | Muito Alta Tensão |
| MC | Mercados Centralizados |
| MIBEL | Mercado Ibérico de Eletricidade |
| MLE | *Marco Legal Estable* |
| MT | Média Tensão |
| OMI | Operador de Mercado Ibérico |
| OMIE | Operador de Mercado Ibérico - pólo Espanhol |
| OMIP | Operador de Mercado Ibérico - pólo Português |
| PIB | Produto Interno Bruto |
| PRE | Produção em Regime Especial |
| PRO | Produção em Regime Ordinário |
| PURPA | *Public Utility Regulatory Policies Act* |
| RD | Rede de Distribuição |
| REE | Rede Eléctrica de España |
| REN | Rede Eléctrica Nacional |
| RNT | Rede Nacional de Transporte |
| SA | Serviços Auxiliares |
| SEI | Sistema Elétrico Independente |
| SEN | Sistema Elétrico Nacional |
| SENV | Sistema Elétrico Não Vinculado |
| SEP | Sistema Elétrico de Serviço Público |
| TSO | Operador de Rede de Transporte |
| TUGS | Tarifa de Uso Global de Sistema |
| TURD | Tarifas de Uso da Rede de Distribuição |
| TURT | Tarifas de Utilização da Rede de Transporte |

# Capítulo 1

# Introdução

## 1.1 Enquadramento e Objetivos

A presente dissertação tem como tema o comportamento dos preços do MIBEL no ano de 2016 tendo em conta cenários de crescimento da Produção em Regime Especial, PRE, tendo sido realizada numa parceria entre a Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto e a EDP Gestão da Produção de Energia S.A.

O tema é de extrema relevância pelo facto de que nos últimos anos a Produção em Regime Especial tem vindo a registar um aumento considerável, tornando-se num dos setores primordiais de investimento nos anos mais recentes.

Não esquecer que nesta dissertação são também abordados e explorados temas como a evolução histórica do setor elétrico a nível mundial e nacional, bem como o Mercado Ibérico de Eletricidade, MIBEL. No que diz respeito a este último tema, o MIBEL entrou em funcionamento no dia 1 de julho de 2007 e desde então tem sofrido vários ajustes e renovações com o principal objetivo de favorecer ambas as partes, Portugal e Espanha. Grande parte dessas alterações visam o aumento da capacidade das interligações entre os dois países, bem como ajustes nas legislações para favorecer o cliente final.

Posto isto, o objetivo principal desta dissertação consiste em realizar uma análise à variação dos preços praticados no MIBEL com o aumento da PRE no ano de 2016. Esta análise foi realizada não apenas num contexto global da PRE, mas sim de modo a perceber quais as tecnologias que influenciam mais os preços e em que época do ano. Como objetivo secundário considerou-se a elaboração e estruturação de uma metodologia e aplicação informática para a análise de períodos mais longos e de uma forma mais automática e eficaz.

Essa aplicação informática consistiu no desenvolvimento de um programa em *MATLAB* que permitisse ao utilizador realizar uma análise para períodos superiores a uma hora, como um dia, semana ou até mês, bem como a possibilidade do utilizador escolher a percentagem e a tecnologia da PRE que admite aumentar para verificar o comportamento dos preços.

Todos os dados utilizados na realização deste trabalho são de carácter público. Os valores das propostas de compra e venda estão disponíveis no site do OMIE, Operador de Mercado Ibérico,

pólo espanhol. Já os dados referentes à Produção em Regime Especial estão disponíveis no site da REN, Rede Nacional Elétrica, apesar de estes mesmos terem sido fornecidos pela EDP Gestão da Produção.

## 1.2 Estrutura da Dissertação

Esta dissertação é constituída por 6 Capítulos, em que o presente, Capítulo 1, consiste numa introdução, incluindo o enquadramento, objetivos e estrutura do trabalho.

No Capítulo 2, Mercados de Eletricidade, são apresentados temas tais como uma breve contextualização histórica do setor elétrico e as razões que levaram à sua mudança. Ainda neste mesmo Capítulo abordaram-se temas como os novos modelos e os modelos mistos, modelos obrigatórios e voluntários, contratos bilaterais, serviços de sistema e as Diretivas Europeias em vigor.

No Capítulo 3, Mercado Ibérico de Eletricidade, são abordados temas tais como diversas generalidades do setor elétrico de Portugal e Espanha, bem como a organização dos setores elétricos destes mesmos países. São explorados assuntos como generalidades do MIBEL, a sua organização e funcionamento, o OMIP e OMIE, uma explicação do que é o *Market Splitting* e as interligações que existem entre os dois países. No final deste capítulo são abordados temas importantes como os dados da PRE em Portugal nos últimos anos e as tarifas em vigor no setor elétrico nacional.

No Capítulo 4, Metodologias Implementadas, apresentam-se as duas metodologias desenvolvidas na dissertação para atingir os resultados finais. É explicado o modo de funcionamento da metodologia em Excel bem como o modo de funcionamento do algoritmo desenvolvido em *MATLAB*. Ao longo do capítulo são apresentados exemplos ilustrativos para ajudar na compreensão dos processos utilizados.

No Capítulo 5, Análise dos Resultados Obtidos, são apresentados os resultados obtidos através da aplicação detalhada no Capítulo 4 e é apresentada uma breve descrição e comparação dos mesmos.

No Capítulo 6, Conclusão, são apresentadas diversas reflexões sobre o trabalho realizado ao longo do semestre e os resultados obtidos que culminaram na tese agora apresentada.

# Capítulo 2

# Mercados de Eletricidade

## 2.1 Breve Contextualização Histórica do Setor Elétrico

Ao longo dos últimos anos, o setor elétrico tem sofrido diversas alterações, com base na restruturação do mesmo para garantir melhores condições de serviço e de satisfação do cliente, bem como a necessidade de acompanhar o desenvolvimento tecnológico.

Tudo teve início no final do século XIX, quando surgiram as primeiras atividades relacionadas com a produção, transporte e distribuição de eletricidade [1]. Nessa fase inicial é de extrema importância citar os acontecimentos inicias mais marcantes, tais como a criação da primeira central elétrica, em Nova Iorque, no ano de 1882 inaugurada por *Thomas Edison*, com a capacidade de alimentar uma rede de iluminação pública. Nesse mesmo ano, foi também inaugurada uma central elétrica em Londres com a capacidade de assegurar o fornecimento de energia elétrica aos consumidores locais [2].

No entanto, nesta fase inicial, o setor elétrico era reduzido, sendo simplesmente constituído por redes elétricas de pequenas potências bem como de extensão geográfica muito reduzida. Mas, à medida que as cargas acresciam cada vez mais e com os diversos avanços tecnológicos, foi necessário trabalhar com áreas geográficas e potências cada vez maiores. Agregando estes motivos à utilização dos aproveitamentos de recursos hídricos, que se situam maioritariamente longe dos grandes centros de consumo, começaram a ser contruídas redes de transporte de energia elétrica com níveis de tensão e dimensões cada vez maiores. Começou assim a surgir uma transição entre pequenos sistemas para grandes sistemas elétricos, acarretando investimentos e zonas geográficas cada vez maiores, podendo coincidir com território de um país. Por conseguinte e por razões de ordem técnica, ocorreram de seguida sucessivas interligações dos sistemas elétricos nacionais, mais propriamente por motivos de segurança de exploração e de forma a garantir níveis de segurança de estabilidade.

No que diz respeito à estrutura do setor elétrico, há a necessidade de referir que inicialmente quase todos os países tinham o seu sistema elétrico distinto um dos outros. Como por exemplo, nos Estados Unidos da América, grande parte (cerca de 76%) dos ativos do setor elétrico eram propriedade privada. Já na Europa a 2ª Guerra Mundial teve influência nessa mesma estrutura.

Ora, só após esta é que ocorreu a nacionalização do setor elétrico, com o intuito de reconstrução e expansão das redes elétricas destruídas [1].

No caso de Portugal, foi após o ano de 1975 que ocorreu o início da nacionalização e integração vertical do setor, uma vez que até à data as concessões do setor elétrico eram atribuídas a entidades do setor privado. Esta nacionalização começou pela criação, em 1975, da EDP, EP, sendo que mais tarde deu origem à EDP, SA. Os anos 80 foram importantíssimos no que diz respeito à evolução do setor elétrico em Portugal, pois foi nesse período que se atingiu o objetivo da eletrificação rural. Já no que diz respeito a outros países da Europa como a Alemanha e Espanha, esses mesmos mantiveram o setor elétrico estruturado com base em empresas privadas nos ramos da produção, transporte e distribuição.

Apesar da existência destas distintas formas de estruturação, organização e exploração do setor elétrico em diferentes países, pode-se, contudo, identificar duas linhas condutoras presentes neste setor na época. Uma primeira ideia seria o facto de as empresas apresentarem uma estrutura vertical integrada e a segunda a não existência de competição. Uma estrutura verticalmente integrada de uma empresa diz respeito a uma gestão estratégica, em que essa mesma está envolvida, desde a produção até à relação estabelecida com os clientes, ou seja, envolvia-se dentro do setor elétrico em todos os ramos (produção, transmissão e distribuição). A não existência de competição, independentemente da existência de diversas empresas que prestavam serviços idênticos no mesmo país, devia-se ao facto de em cada área geográfica existir apenas uma empresa estabelecida.

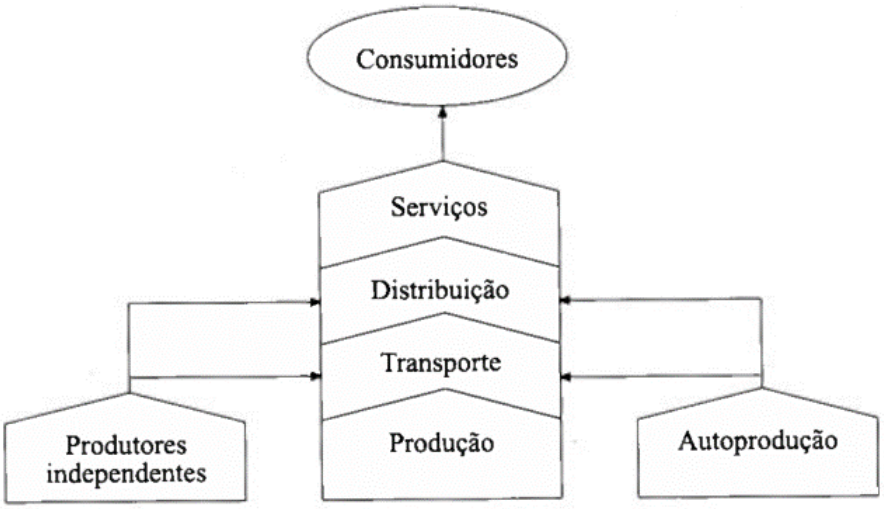



Figura 2.1: Estrutura verticalmente integrada do setor elétrico [1].

A estrutura verticalmente integrada, representada na Figura 2.1, leva a que as empresas tenham uma posição dominante no setor. Um exemplo concreto dessa posição dominante era o facto de que os consumidores não teriam outra possibilidade de escolha da empresa que lhes podia prestar o serviço comercial. Esta limitação podia advir de interesses políticos, já que tal assunto nem era tema de discussão por parte dos governos. Aumentando ainda mais o domínio das mesmas, o preço do produto final era determinado por processos de regulação tarifária. Com o agravamento

de que estes processos podiam ser considerados suspeitosos ou duvidosos devido ao simples facto de não existir clareza e controlo das relações entre a entidade administrativa e a entidade que era regulada. Falamos então do modelo de Regulação por Custo de Serviço ou Taxa de remuneração, em inglês *Cost of Service/Rate of Return*. Este tipo de regulação neste setor, era diversas vezes utilizado como meio de consolidação económica, ou seja, em tempos de maior crise económica poderiam existir ajustes nesse mesmo setor por ordem superior e/ou executiva.

No que diz respeito à previsão e planeamento de investimentos futuros, vivia-se numa época muito favorável até ao inicio dos anos 70, quando ocorreu o choque petrolífero. Assim, é de salientar que até essa data o ambiente económico era caraterizado por baixas taxas de inflação e de juro e os aumentos de carga anuais eram elevados e constantes. Ou seja, tornava-se relativamente acessível elaborar uma previsão e planeamento corretos, pois os problemas de risco e incerteza não eram ainda relevantes. Surgiam assim economias de escala na produção e transmissão da energia elétrica, devido à facilidade de decisão de construção de equipamentos sobredimensionados, que mais tarde seriam aproveitados. Estas economias de escala levaram ao aparecimento de custos de transição para o mercado, denominados Custos Ociosos, ou em inglês, *Stranded Costs*.

Por sua vez, após o choque petrolífero, muitos governos criaram e aprovaram várias legislações. Uma delas incentivava a utilização de recursos endógenos para a produção de energia elétrica, levando ao aparecimento de pequenos aproveitamentos hídricos e eólicos. A outra legislação aprovada pretendeu liberalizar a propriedade de centros produtores, ou seja, existia uma espécie de obrigação por parte das empresas integradas tradicionais a adquirir eletricidade a produtores independentes, representados na Figura 2.1, termo conhecido na literatura inglesa por *Independent Power Producers*, (IPP). De relatar, que pela análise da figura já referida, verifica-se que a produção independente bem como o autoconsumo estão ligados tanto à rede de transporte como à rede de distribuição, dependendo do nível de tensão e potência em causa. As atividades de cogeração industrial poderiam injetar na rede de transporte ou distribuição os seus excedentes, dependendo do nível de tensão e potência como já mencionado. A produção destas unidades deveria ser preferencialmente utilizada para a produção de energia elétrica para autoconsumo. No que diz respeito à produção independente, poderiam ser centrais elétricas de ou pequena potência.

Surgiu assim, a legislação nos Estados Unidos da América, em 1978, conhecida por PURPA (*Public Utility Regulatory Policies Act*), que tinha o intuito de realizar investimentos no setor de produção de energia elétrica. Obrigava que certas empresas tivessem de recorrer primeiro à eletricidade disponibilizada pelos produtores independentes, levando assim à existência de um sistema tarifário muito apelativo. No entanto, em Portugal só em 1988 é que foi implementada legislação similar. Muitos outros países seguiram este processo, levando assim a uma grande evolução do setor elétrico, acarretando diversas consequências, tais como:

- Abertura e liberalização de uma área com risco reduzido de investimento;
- Obrigatoriedade de a energia produzida ser aceite pelas empresas verticalmente integradas;
- Aumento da incerteza na exploração de sistemas verticalmente integradas, criando assim um dos primeiros movimentos que modificaram a organização tradicional do setor [1].

## 2.2 Razões Para a Mudança e o Seu Início

Nas décadas de 60 a 90, nos principais países industrializados e devido às medidas de conservação, diversificação e racionalização das fontes energéticas, verificou-se que o desenvolvimento a nível económico, como o crescimento do PIB (Produto Interno Bruto), nem sempre era acompanhado pelo crescimento do consumo de energia elétrica. No entanto em Portugal, nos anos entre 1975 e 1985, o consumo de energia aumentou a um ritmo mais elevado do que o crescimento económico. Tal facto pode ser justificado, pelo fraco nível de industrialização que se fazia sentir no país, bem como a forte aposta na eletrificação rural. Contudo, já nos anos 90, a taxa de crescimento de consumo de eletricidade comparada com o crescimento económico do país, cresceu de uma forma bem mais moderada e/ou controlada.

Um grande impulsionador da restruturação do setor, ou do seu início, deveu-se ao facto de que certas atividades económicas de caráter social semelhantes ao do setor elétrico, a partir da década de 80 começaram a ser desreguladas ou liberalizadas. Esta restruturação levou ao aparecimento de empresas concorrentes, permitindo aos clientes o poder de escolha da empresa que desejam para seu fornecedor. Ora, com estes acontecimentos a ocorrerem noutros setores, instaurou-se um ambiente propício a que fosse questionada a razão para não se aplicarem os mesmos conceitos no setor elétrico. Deu-se então, no final da década de 80, o início da tendência da liberalização progressiva do comércio a nível internacional.

Com exceção do Chile, que iniciou a sua restruturação antes de 1979, só em 1990 é que se iniciou a restruturação do setor elétrico, mais propriamente em Inglaterra e Gales pelo governo de *Margareth Tatcher*. Esta primeira iniciativa deu origem a um movimento de restruturações mais acelerado e generalizado [1]. Foram diversas as razões que levaram a este movimento e à necessidade de restruturação, existindo algumas que são extremamente importantes de salientar, tais como:

- Criar condições para o aparecimento de competição no setor, bem como a sua transparência, eliminando assim a subsidiação cruzada. Em alguns países foi possível essa restruturação através da implementação de novas políticas regulatórias ou novas legislações, como a separação das empresas verticalmente integradas em diversas áreas;
- Com o avanço tecnológico, foi possível adotar estratégias de automação, supervisão e controlo das redes elétricas em tempo real, sendo estas fundamentais para a manter a segurança e fiabilidade da operação bem como por questões de caráter tarifário;
- O uso e construção de centrais de ciclo combinado levaram à redução do capital e dos prazos de amortização dessas unidades, bem como a diminuição das economias de escala;
- As questões ambientais também tiveram o seu papel, levando à redução da construção e utilização de centrais nucleares, incentivando a racionalização do uso da energia elétrica e da utilização das fontes renováveis para a produção de energia elétrica;
- O setor elétrico era considerado apetecível para os grandes investidores, por ser um setor com um serviço de primeira necessidade e ser dos últimos a manter-se inalterado;

- Como na Europa a área geográfica dos países era reduzida e com uma interligação de redes elevada, comparando com outros continentes, se o processo de restruturação de um país tivesse levado a uma redução das tarifas, então essa mesma seria considerada como muito desejada noutros países, aumentando a pressão política sobre as empresas responsáveis pelo setor elétrico noutras áreas geográficas.

Para uma melhor interpretação da sequência cronológica dos acontecimentos de restruturação do setor elétrico à escala mundial ao longo das últimas décadas, apresenta-se na Figura 2.2 as marcas históricas dessa evolução nos diversos países. De notar, e como referido anteriormente, que antes de 1980 apenas o Chile tinha dado início à sua restruturação. Na década seguinte foi a vez de Inglaterra e Gales. A integração de setores elétricos teve o seu primeiro exemplo em 1996, com a integração dos setores elétricos da Noruega e Suécia no *NoordPool*, que posteriormente recebeu também os setores da Dinamarca e Finlândia. [3].

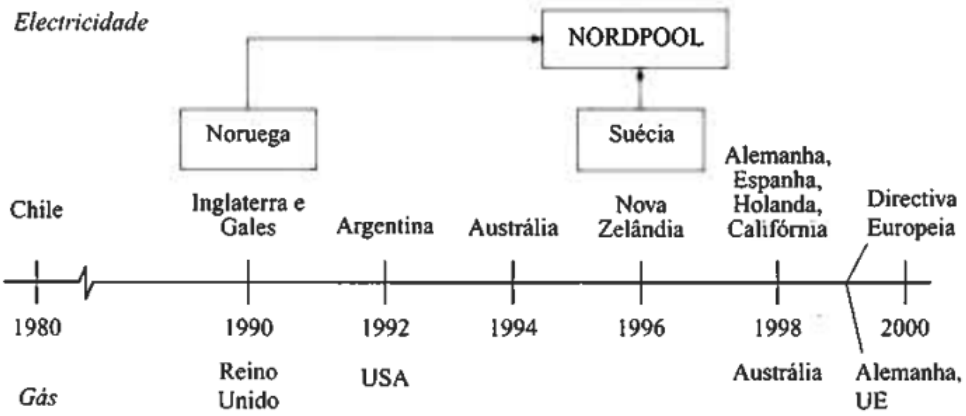



Figura 2.2: Cronologia da restruturação dos setores elétrico e de distribuição de gás [1].

Em Portugal, o processo não foi instantâneo, tendo como o seu grande impulsionador o facto de que a criação de concorrência no setor seria benéfica.

Foi a partir do início dos anos 90, que se iniciou a restruturação do setor, tendo em 1994 ocorrido o seu primeiro passo, com a criação da REN, Rede Elétrica Nacional. Esta organização/empresa era subsidiária da EDP e responsável pelo transporte de eletricidade, que até à data essas funções eram da responsabilidade da EDP. Em 1995, dá-se o início da liberalização, com a publicação de um pacote legislativo que, juntamente com as Diretivas Europeias, estabeleciam um novo modelo de organização do setor elétrico em Portugal.

Esse novo modelo, correspondia a um modelo dual, considerando o Sistema Elétrico de Serviço Público (SEP) e o Sistema Elétrico Independente (SEI). O primeiro diz respeito a um modelo de comprador único e o segundo compreende o Sistema Elétrico Não Vinculado (SENV) e a Produção em Regime Especial (PRE). O SENV podia também integrar produtores e consumidores não vinculados, ligados por contratos bilaterais negociados, com possibilidade de acesso a terceiros à rede de serviço público, pagando a respetiva tarifa.

Ocorreu em seguida a restruturação e a parcial privatização da EDP, levando à separação dos setores de produção, transporte e distribuição, aumentando assim a concorrência no mercado. Foi criada a ERSE, Entidade Reguladora do Setor Elétrico (atualmente Entidade Reguladora do Setor Energético), entidade esta, que é independente da indústria e dos interesses políticos. Tem como funcionalidades mais importantes a elaboração de regulamentos, fixação de tarifários e a definição dos níveis de abertura do setor. No seguimento da legislação publicada em 1995, a ERSE e a Direção-Geral de Energia emitiram ao longo dos anos uma série de regulamentos tais como [2]:

- Regulamento Tarifário, Regulamento do Acesso às Redes e às interligações e Regulamento de Relações Comerciais (publicados em setembro de 1998);
- Regulamento do Despacho (publicado em abril de 1999);
- Regulamento da Rede de Distribuição (publicado em junho de 1999);
- Regulamento da Rede de Transporte (publicado em maio de 2000);
- Regulamento da Qualidade de Serviço (publicado em junho de 2000).

Para além destes regulamentos, foram também publicados três manuais e Códigos de Conduta relativos ao Agente Comercial da SEP, Gestor do Sistema e Gestor de Ofertas [1].

No ano 2000, ocorreu uma nova fase de reprivatização da EDP, em que o Estado perdeu a maioria do capital. Por sua vez a REN ficou a pertencer maioritariamente ao Estado, ficando esta com a responsabilidade de transporte, gestão do sistema e comprador único para o SEP.

Em 2001, iniciaram-se movimentos com a intenção da criação do Mercado Ibérico de Eletricidade (MIBEL). No capítulo 3 do presente trabalho serão abordadas as legislações mais recentes, bem como a nova organização do setor elétrico de Portugal.

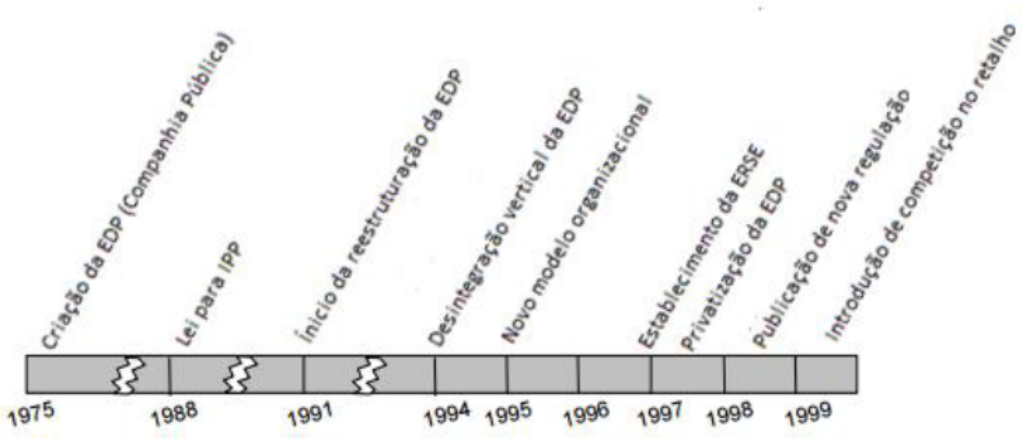



Figura 2.3: Evolução cronológica do setor elétrico em Portugal [1].

## 2.3 Diretivas Europeias

No âmbito da restruturação do setor elétrico, surgiram ao longo dos anos diretivas por parte da Comissão Europeia, com o intuito de combater o monopólio criado pelas empresas, tendo como principal objetivo o alívio financeiro dos clientes.

A primeira diretiva a ser publicada foi a Diretiva 92/96/CE (Mercado Interno da Eletricidade) no dia 19 de dezembro de 1996, sendo que apenas entrou em vigo no dia 19 de fevereiro de 1999. Essa diretiva que tinha como principais pontos os seguintes:

- No transporte era obrigatório a criação do Operador de rede de transporte (*Transmision System Operator* – TSO), sendo este responsável pela exploração, expansão e manutenção da rede, com o principal objetivo de garantir a segurança do abastecimento;
- Ao nível da distribuição também era obrigatório a existência de um operador com tarefas idênticas ao de transporte;
- As empresas deveriam possuir uma organização e registo das atividades de produção, distribuição e transporte separadas, evitando assim subsidiação cruzada.

Em 2001, a Comissão Europeia apresentou uma possível ideia de alteração a esta diretiva, com o interesse de criar um mercado interno de eletricidade, resultando assim a Diretiva 2003/54/CE de 26 de junho de 2003. Esta Diretiva tinha como objetivo principal a troca do comprador único pela liberalização total dos mercados grossistas e retalhista, sendo caraterizada pelos seguintes aspetos mais importantes:

- Tornava obrigatória a independência do operador do sistema de transporte, que era responsável pelo despacho da produção, determinação da capacidade das interligações e pelos ajustes necessários entre produção e consumo;
- Propunha também a existência de tarifas de uso das redes de transporte e distribuição, para tornar mais justo o processo de acesso às redes;
- Obrigava a criação de entidades reguladoras independentes;
- Obrigava também as empresas a registarem em separado as suas atividades de produção, transporte e distribuição [1][2].

Por último, no dia 13 de julho de 2009 foi publicada a Diretiva Europeia 2009/72/CE que ainda nos dias de hoje se encontra em vigor. Nesta Diretiva são abordados principalmente assuntos direcionados para o setor do gás natural, abrangendo também mais medidas para o setor elétrico. Mais ainda, nesta mesma diretiva estava também prevista a criação da Agência de Cooperação dos Reguladores de Energia, independente dos Estados-Membros e da Comissão Europeia [4].

## 2.4 Novos Modelos

### 2.4.1 Modelo Desagregado

Com a restruturação e aplicação de todas estas diretivas no setor elétrico, foi necessário proceder a diversas alterações em relação ao modelo habitual que se praticava. Diversas empresas no setor da produção, transporte e distribuição foram criadas no processo de desverticalização, termo conhecido na literatura inglesas como *unbundling*. Foram criados, como já referido acima, mecanismos de coordenação, como o Operador de Mercado (*Market Operator*) e também os Operadores Independentes de Sistema (*Independent System Operator*, ISO). Outra mudança notória foi a forma de planeamento da expansão do sistema produtor, tendo como consequência que em

grande parte dos países o investimento passou a ser da responsabilidade dos investidores. No setor da distribuição de energia aos clientes finais, a competitividade surgiu da possibilidade dos consumidores elegíveis terem acesso a mercados centralizados do tipo *Pool* ou até mesmo lhes ser permitida a possibilidade de escolherem a empresa que lhes fornece energia elétrica, através de contratos bilaterais [1].

Este tipo de organização, levou a que surgissem diversas novas entidades com agentes nos diferentes ramos com distintas funções, pelo que foi necessário atribuir classificações a essas mesmas, tais como:

- **Atividade de Produção:** inclui a produção em regime normal, em regime especial bem como o fornecimento de serviços auxiliares. Estes últimos dizem respeito à regulação de frequência, de produção de energia reativa e controlo de tensão;

- **Atividade de Rede:** que está decomposta em:

  - Atividade de Rede de Transporte;

  - Atividade de Rede de Distribuição.

  Em ambos os casos estão incluídas tarefas como o planeamento da expansão, manutenção, construção e operação. Estas podem ser desempenhadas de uma forma total ou parcial por empresas que detenham ativos na área do transporte e/ou distribuição, bem como pelo Operador de Sistema, por entidades reguladoras do setor e até mesmo por empresas construturas;

- **Transação:** estabelece ou permite o relacionamento entre entidades produtoras, consumidores elegíveis e comercializadores. Podem se desempenhadas por mercados centralizados tipo *pool* e por contratos bilaterais;

- **Atividades de Coordenação Técnica e de Regulação:** as atividades de coordenação e supervisão são realizadas pelo Operador Independente de Sistema, enquanto que as funções de regulação são desempenhadas por órgãos independentes que serão aprofundados mais adiante.

Com esta restruturação, organização e desverticalização do setor elétrico, surge assim um modelo com uma estrutura desagregada em que tem como ideia principal a participação de um grande número de agentes. Essa estrutura encontra-se representada em forma de esquema na Figura 2.4.

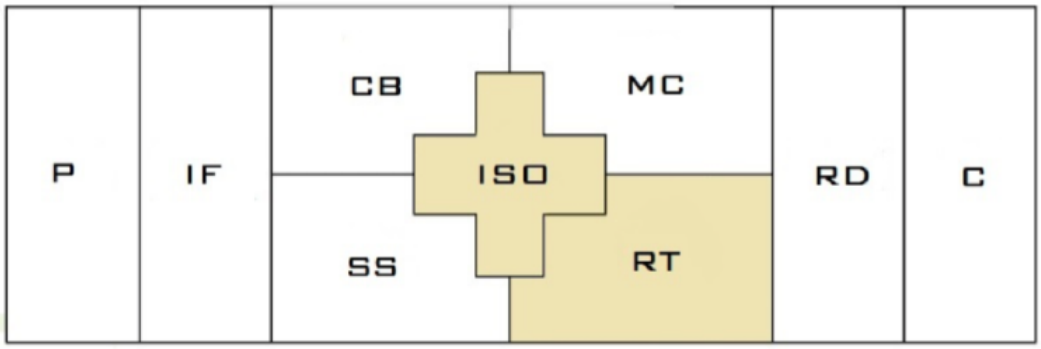



Figura 2.4: Novo modelo desagregado do setor elétrico, adaptado de [1].

Nas extremidades do modelo, estão representadas as atividades que são competitivas, como a Produção (P), comercialização (C) e a intermediação financeira (IF), bem como as possíveis atividades existentes da rede de distribuição (RD) que são efetuadas em regime de monopólio regulado [1].

No que diz respeito à zona central, estão presentes diversas atividades que tradicionalmente se encontravam englobadas no segmento de transporte. Essas mesmas são os Contratos Bilaterais (CB), Mercados Centralizados (MC), *Independent System Operator* (ISO), Rede de Transporte (RT) e os Serviços Auxiliares (SA) [5].

Os contratos bilaterais podem ser de carácter físico ou de natureza financeira. São contratos estabelecidos entre entidades produtoras e comercializadores ou clientes elegíveis, tendo como efeito um acordo do preço e da energia envolvida ao longo de um intervalo de tempo relativamente longo.

Os mercados centralizados recebem as propostas de compra e venda da energia elétrica para o dia seguinte, mais propriamente para intervalos de uma hora ou meia hora do dia seguinte. Essas propostas são compostas por valores de potência e preço mínimo a receber (propostas de venda) ou preço máximo a pagar (propostas de compra). Com base nesses dados, é realizado um despacho puramente económico para cada intervalo de tempo do dia seguinte.

O ISO é a entidade que desempenha funções de coordenação técnica da exploração do sistema de transporte. Para tal, necessita de receber informação dos contratos bilaterais e dos despachos económicos oriundos dos mercados centralizados. Recebida a informação, o ISO estuda a viabilidade técnica do conjunto contrato/despacho para cada intervalo do dia seguinte, com enfâse no estudo da possibilidade de ocorrência de congestionamentos. Este fenómeno ocorre quando os limites técnicos dos equipamentos são ultrapassados num dado momento de funcionamento. Em caso de se verificar tal entrave, o despacho considera-se não viável e é sujeito a modificações voluntárias ou forçadas através de distintos mecanismos que possam resolver a situação. Já em caso de não existência de congestionamento a exploração para esse intervalo do dia seguinte considera-se viável, passando à próxima fase que diz respeito à contratação dos níveis necessários dos serviços auxiliares.

A Rede de Transporte diz respeito às entidades que possuem ativos de transporte da energia elétrica, funcionando esse setor em monopólio natural devido a questões económicas e ambientais.

Essas entidades são renumeradas através das Tarifas de Uso das Redes.

Os Serviços Auxiliares representam entidades fornecedoras de diversos serviços, tais como: produção de potência reativa, controlo de tensão, regulação de frequência. Não têm de ser especificamente fornecidos pelas entidades produtoras, podendo muitas vezes ser fornecidos por entidades responsáveis pelo setor do transporte que possuam nas suas redes, por exemplo, bancos de condensadores ou transformadores com tomadas de regulação [1].

Em jeito de conclusão, é necessário referir que apesar deste esquema corresponder a uma visão mais desagregada do setor ao nível da produção, transporte e distribuição, deve-se ter em atenção que em certas estruturas de diversos países pode acontecer a agregação de diferentes atividades na mesma empresa. Um exemplo bem claro disso mesmo, é o facto de que no *NordPool*, existem diversas empresas proprietárias da rede de transporte, e às quais também se encontram agregadas todas as atividades relacionadas com o Operador de Sistema. No caso do MIBEL, a REN e a REE são responsáveis pelas atividades de rede e de coordenação técnica em Portugal e Espanha.

### 2.4.2 Modelo em *Pool*

Com o avanço da restruturação acima mencionada, seguiu-se a reformulação do relacionamento entre entidades produtoras bem como entre empresas distribuidoras e clientes elegíveis.

Para tal, foi implementado um mercado centralizado, denominado por mercado em *Pool*. Este tipo de mercado utiliza mecanismos a curto prazo capazes de equilibrar a produção e o consumo, através da comunicação de propostas por parte das entidades produtoras e pelos comercializadores e consumidores elegíveis. Este tipo de mercado opera no dia anterior ao dia em que será realmente implementado o resultado obtido da aceitação das propostas de compra e venda. Este método é conhecido da literatura inglesa como o *Day-Ahead Markets* ou Mercados *Spot* de energia elétrica.

Como já referido estes tipos de mercados têm um horizonte temporal a curto prazo, pelo que as decisões de investimento a longe prazo já foram tomadas e apenas se pretende otimizar os processos a curto prazo. Ora, as propostas de venda da energia elétrica tendem a ser organizadas de acordo com os seus custos marginais de curto prazo. Estes mercados de curto prazo têm de permitir acomodar as variações de carga bem como as variações dos custos de exploração, devido às alterações diárias de carga bem como a necessidade de colocar em funcionamento centrais com custos marginais distintos. Como consequência, pode levar a uma decomposição do intervalo de tempo negociado (um dia) em 24 ou 48 intervalos de uma hora ou meia hora respetivamente. Os agentes envolvidos nesse mercado e nessa negociação apresentam todas as suas propostas de venda e compra, apresentando também o preço mínimo de venda, o preço máximo de compra e o nó da rede onde será injetada ou absorvida a potência pretendida, obtendo no final cerca de 24 ou 48 despachos económicos para cada hora ou meia do dia seguinte.

No entanto, o planeamento executado não se baseia apenas nestas propostas, pelo que esta preparação dos despachos económicos representa uma parte de todo o processo exigido para que o sistema elétrico funcione corretamente a nível de fiabilidade e segurança.

Os responsáveis pela ordenação de todas as propostas de compra e venda de forma coerente, são os Operadores de Mercado. Esses organizam as propostas de venda e de compra de um dado

intervalo, seguindo o pressuposto de que todas as propostas de venda selecionadas têm propostas de compra com preço de compra igual ou superior ao preço de venda.

Desta operação resultam despachos puramente económicos que em seguida são comunicados ao Operador de Sistema. Aqui, é realizada uma verificação e teste, ou seja, realiza-se um estudo de cada um dos despachos para se saber se são ou não violadas restrições de operação das redes que impossibilitam esse mesmo. Um dos aspetos mais analisados é a verificação dos limites dos equipamentos, para saber se nenhum deles foi ultrapassado. Em caso de tal acontecer, ocorre o fenómeno denominado de congestionamento, tornando assim o despacho não viável, como já referido anteriormente. É necessário a intervenção entre o Operador de Mercado e o Operador de Sistema para que seja ultrapassado esse problema. Podem vir a ser criados mercados de ajustes de potências ou de cargas com a ideia de eliminar esses congestionamentos [1]. No entanto, pode acontecer que apesar de realizados todos estes esforços para eliminar os congestionamentos existentes, tal não aconteça pelo que o Operador de Sistema deverá ter autoridade para alterar os despachos iniciais de modo a eliminar de vez os problemas, afetando assim os fluxos financeiros. Caso não ocorram congestionamentos, os despachos são considerados viáveis e são implementados no dia seguinte, sendo que o Operador de Sistema tem a obrigatoriedade de comunicar os valores aos produtores, de contratar os serviços auxiliares necessários bem como transmitir a informação dos trânsitos de potências para cada intervalo de comercialização aos proprietários das redes de transporte.

De seguida, Figura 2.5 está apresentado o esquema que representa o modo de exploração do setor elétrico em *Pool*, como anteriormente explicado.

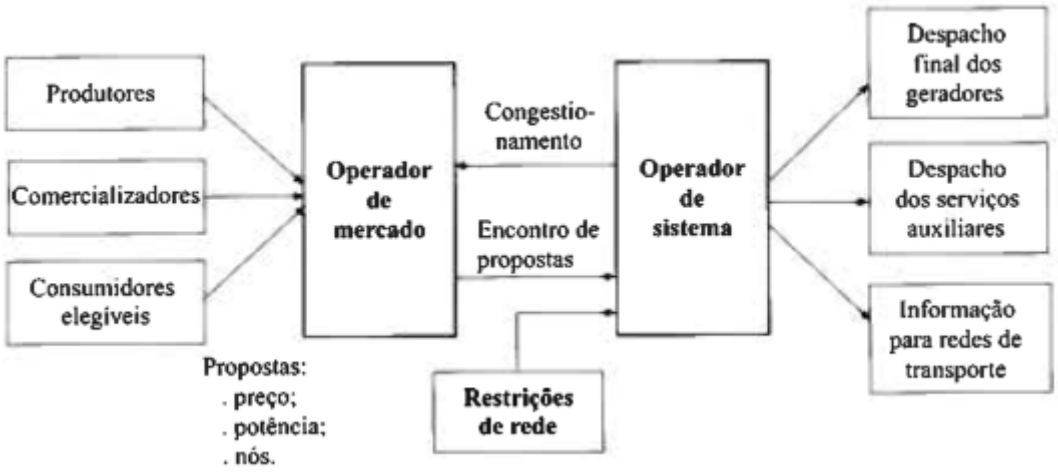



Figura 2.5: Modelo de operação do setor elétrico em *Pool* [1].

### 2.4.3 Modelo Simétrico e Assimétrico

No modelo em *Pool* Simétrico existe uma grande liberdade no que diz respeito às propostas, pois existe a transmissão de propostas de venda e de compra de energia elétrica. Este modelo também é um dos mais frequentes e recentes que se aplica nos mercados de eletricidade.

Neste modelo o Operador de Mercado recebe as propostas das entidades produtoras, dos comercializadores e dos consumidores elegíveis, sendo que nessas mesmas devem ser referidos certos aspetos tais como: nas ofertas de compra deve ser referido o nó de absorção, a potência em questão de cada intervalo de tempo analisado bem como o preço máximo que se está disponível para pagar em cada intervalo de tempo. As ofertas de venda devem indicar também o nó de injeção, a disponibilidade de produção para cada intervalo e o preço mínimo a que se está disponível para vender o seu produto.

Posto isto, o Operador de Mercado, como já referido, organiza essas propostas. As propostas de venda são organizadas de forma crescente de preço enquanto que as propostas de compra de forma decrescente de preço. O ponto de interseção das curvas diz respeito ao Preço de Encontro do Mercado, designado em inglês por *Market Clearing Price*, e a energia elétrica associada a esse ponto diz respeito à Quantidade Negociada também conhecida como *Market Clearing Quantity*. O Preço de Encontro diz respeito ao preço da energia elétrica para o qual existem propostas de compra de valor de compra superior ao valor de venda, ou até mesmo, ser considerado a quantidade máxima de energia elétrica para a qual existem ofertas de compra em que o preço de compra é superior ao preço de venda associado às ofertas de venda [1]. Com isto, o cálculo destes dois valores (Preço de Encontro do Mercado e Quantidade Negociada) são considerados os processos fundamentais no funcionamento dos mercados de eletricidade.

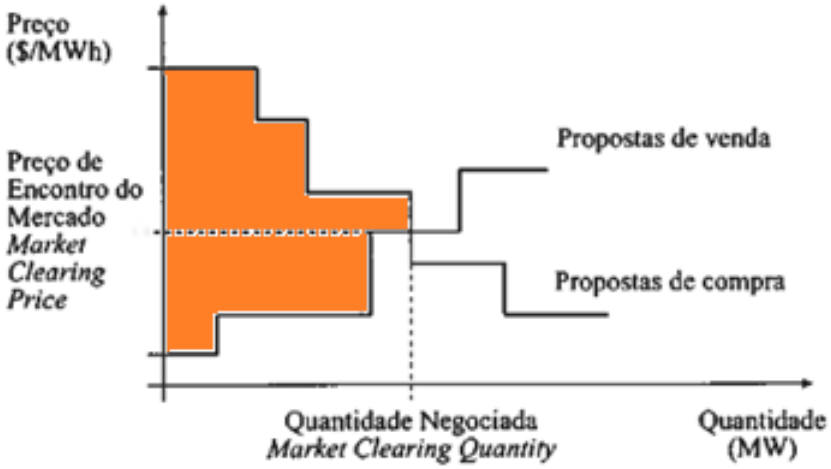



Figura 2.6: Funcionamento de um *Pool* Simétrico, adaptado de [1].

Como se pode observar na Figura 2.6, as ofertas de venda e de compra situadas do lado direito da Quantidade Negociada não serão aceites, pois não existem ofertas de compra em que o preço seja superior ao do preço das ofertas de venda ainda não despachadas. Já a área (laranja) que se encontra à esquerda do ponto da Quantidade Negociada, diz respeito ao beneficio social obtido pelo funcionamento deste mecanismo.

As propostas podem ser do tipo Propostas Simples ou Propostas Complexas. Nas propostas simples não há a possibilidade de interação temporal entre as que são oriundas da mesma entidade, ou seja, uma proposta apresentada por uma certa entidade para um dado intervalo de tempo

é independente de todas as outras que surjam para outro intervalo de tempo. Então, pode-se afirmar que existem 24 ou 48 intervalos com propostas independentes, sendo que, para cada um é aplicado o modelo já explicado acima, para se obter o ponto de interceção. As Propostas Complexas correspondem a situações especiais, em que existem restrições nas produções e nos respetivos despachos, como por exemplo a existência de valores mínimos de produção, bem como rampas de subida e descida e o mínimo de remuneração ao longo de um dia tendo em vista recuperar custos de arranque e de paragem [1] [6]. Contudo, a introdução destas propostas leva a uma simulação de um plano mais realista e à utilização de algoritmos mais pesados, como por exemplo resoluções de problemas de Programação Inteira Mista utilizando por exemplo a Metaheurística *Simulated Annealing* [1][7].

Em termos de remuneração, e se se verificar a viabilidade técnica dos despachos, os agentes produtores são renumerados e as cargas pagam o Preço de Encontro do Mercado. Considera-se então que esta renumeração é atrativa, já que as entidades produtoras com preços de propostas abaixo do Preço de Encontro do Mercado serão pagas segundo o preço de referência para a energia que se comprometeram a produzir. Portanto, para todas as entidades, com exceção ao último agente que apresentou a última proposta de venda aceite, o preço de mercado irá superar os custos marginais de produção [6][7].

A formulação matemática deste modelo e aplicado no caso de propostas simples, apresenta-se em seguida e tem como principal objetivo a maximização da Função de Benefício Social, mais conhecida em inglês como *Social Welfare Function*. Existe um preço até ao qual o benefício é superior ao preço a pagar pela energia, até que se atinge um preço em que a compra da energia elétrica é considerada inviável economicamente. Para melhor interpretação, e com base na Figura 2.6, a função matemática que diz respeito à área entre as curvas das propostas de venda e compra será maximizadora, equação (2.1).

$$max\ Z = \sum_{i=1}^{N_c} C_{Ci}^{of} \times P_{Ci} - \sum_{j=1}^{N_g} C_{Gj}^{of} \times P_{Gj} \tag{2.1}$$

Sujeito a:

$$0 \leq P_{Ci} \leq P_{Ci}^{of} \tag{2.2}$$

$$0 \leq P_{Gj} \leq P_{Gj}^{of} \tag{2.3}$$

$$\sum_{i=1}^{N_c} P_{Ci} = \sum_{j=1}^{N_g} P_{Gj} \tag{2.4}$$

Nesta formulação:

$N_c$ - Número de propostas de compra;

$N_g$ - Número de propostas de venda;

$i$ - Índice de propostas de compra de energia;

$j$ - Índice de propostas de venda de energia;

$C_{Ci}^{of}$ - Preço que a carga $i$ está disposta a pagar pelo consumo de energia;

$C_{Gj}^{of}$ - Preço que a produção $j$ pretende receber por unidade de energia;

$P_{Ci}$ - Potência despachada relativa à carga $i$;

$P_{Gj}$ - Potência despachada relativa à produção $j$;

$P_{Ci}^{of}$ -Potência da proposta de compra relativa à carga $i$;

$P_{Gj}^{of}$ - Potência da proposta de venda relativa à produção $j$.

Falando em termos de eficiência, pode-se afirmar que este tipo de mercado é mais eficiente quanto mais agentes estiverem envolvidos nas ofertas de compra e venda. Pois, se cada agente detiver uma pequena parcela da produção ou da carga total a negociar, fará com que as curvas de compra e venda apresentem modificações menos acentuadas no cálculo do preço de encontro do mercado e que exista mais competição.

Na Figura 2.7, representa-se um esquema do funcionamento do modelo em pool simétrico ideal, em que existe a participação de um grande número de agentes bem como a existência de uma diferença, não desprezável, entre capacidade de produção instalada e a potência de carga. Porém, pode ocorrer o caso limite em que essa capacidade de produção seja aproximada à carga, o que leva a um papel extremamente importante no mercado por parte do último gerador a ser despachado. Esse gerador poderá apresentar propostas de venda com preços superiores ao seu custo marginal de produção dando-lhe um elevado poder de mercado [1] [8].

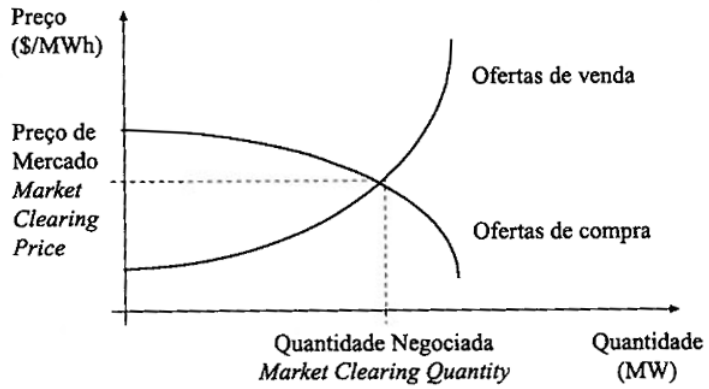



Figura 2.7: Funcionamento de um *Pool* Simétrico Ideal [1].

No modelo *Pool* Assimétrico, a grande diferença deste para o já abordado é o facto de apenas existir a curva das ofertas de venda da energia elétrica, pelo que existe a inevitável consideração de que a carga é inelástica, ou seja, considera-se que a carga está disposta a pagar o preço do mercado para ser integralmente alimentada.

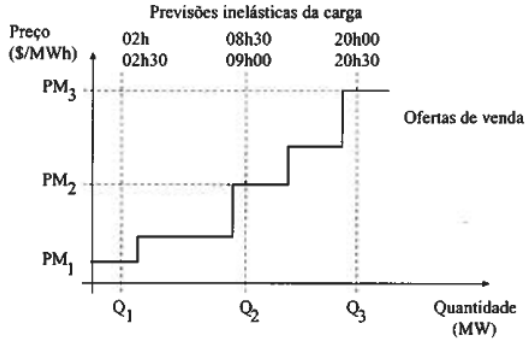



Figura 2.8: Funcionamento de um *Pool* Assimétrico [1].

Neste modelo, utilizam-se previsões de cargas comunicadas pelos consumidores ou comercializadores para cada intervalo de tempo negociado. Pela análise da figura entende-se bem a volatilidade (quanto maior for a variação do preço de uma ação num curto espaço de tempo, maior será o risco de ganhar ou perder dinheiro, portanto a volatilidade é uma mediada de risco) dos preços de mercado. Os preços de encontro são influenciados pelos preços das ofertas de venda, pela procura que exista e pela ocorrência ou não de saídas de serviço (forçadas ou programadas) [1].

Traduzindo estas definições para uma formulação matemática, obtém-se então:

$$max\ Z = -\sum_{j=1}^{N_g} C_{Gj}^{of} \times P_{Gj} \Leftrightarrow min\ Z = \sum_{j=1}^{N_g} C_{Gj}^{of} \times P_{Gj} \tag{2.5}$$

Sujeito a:

$$0 \leq P_{Gj} \leq P_{Gj}^{of} \tag{2.6}$$

$$\sum_{j=1}^{N_g} P_{Gj} = \sum_{i=1}^{N_c} P_{Ci}^{spec} \tag{2.7}$$

Nesta formulação:

$N_c$ - Número de propostas de compra;

$N_g$ - Número de propostas de venda;

$C_{Gj}^{of}$ - Preço que a produção $j$ pretende receber por unidade de energia;

$P_{Gj}$ - Potência despachada relativa à produção $j$;

$P_{Ci}^{spec}$ -Potência prevista para a carga $i$;

$P_{Gj}^{of}$ - Potência da proposta de venda relativa à produção $j$.

Como acontecia no modelo em *Pool* Simétrico, se existir uma grande quantidade de agentes produtores, e se cada um possuir uma pequena parte da capacidade total da produção, a curva de ofertas de venda apresentará menores descontinuidades, permitindo assim reduzir a volatilidade do preço de mercado, podendo obter um cenário mais competitivo que está representado na Figura 2.9 [8].

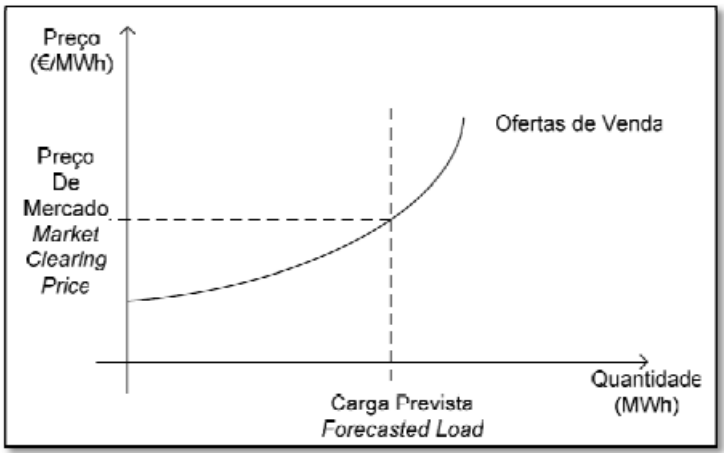



Figura 2.9: Funcionamento de um *Pool* Assimétrico Ideal [8].

### 2.4.4 Modelos Obrigatórios e Voluntários

No que diz respeito ao mercado do tipo *Pool*, este para além de ser classificado como simétrico ou assimétrico, também tem possui um caráter obrigatório ou voluntário. Este carácter depende da existência ou não de disposições legais que tornam obrigatório a apresentação de propostas de venda e/ou de compra a todas as entidades produtoras, comercializadoras e consumidores elegíveis.

Perante isto, em caso de ser considerado obrigatório, o modelo *Pool* passa a ser uma "superentidade" que trabalha como um intermédio financeiro entre a totalidade da produção e o consumo. É então, designada como o comprador único, mais conhecido em inglês como *Single Buyer.* Em relação ao *Pool* com natureza voluntária, este permite que as entidades produtoras, comercializadoras e clientes elegíveis comuniquem as suas devidas propostas de compra e/ou venda ao mercado. Podem também estabelecer relacionamentos diretos entre si, através de contratos bilaterais, que serão explicados e aprofundados em seguida neste mesmo capítulo.

Em contexto histórico, até ao ano de 2000, em Inglaterra e Gales, existia uma organização do tipo obrigatório, em que não se consideravam as propostas de compra das entidades consumidoras. Verificava-se então um modelo de mercado em *Pool* Assimétrico e Obrigatório. Este sistema foi fortemente criticado e no final do ano 2000 nesses países adotou-se o modelo fortemente baseado na contratação bilateral [1].

### 2.4.5 Contratos Bilaterais

O modelo em *Pool* abordado, leva a que as entidades compradoras não tenham conhecimento das entidades produtoras que lhes prestam serviço, nem estas últimas conheçam as entidades consumidoras que alimentam. Tudo isto devido à centralização do mercado, que apenas organiza as propostas até obter um despacho económico, tendo apenas em atenção aspetos como a capacidade das interligações e o facto de que os trânsitos de potências, tensões em módulo e fase nos diferentes nós das redes terem de respeitar as Leis de *Kirchoff*.

Existem dois grandes motivos que levaram à criação dos contratos bilaterais. O primeiro diz respeito à questão de os preços de mercado encontrados refletirem custos marginais a curto prazo pelo que torna esses mesmos extremamente voláteis, fortemente influenciados pelas condições da carga, geradores e ramos da rede de transporte em serviço. O segundo motivo refere-se ao não relacionamento direto entre as entidades produtoras e consumidoras. Como forma de resolver estes dois aspetos principais surgiram os contratos bilaterais que diminuem o risco inerente ao funcionamento dos mercados a curto prazo e tendem a permitir às entidades consumidoras a possibilidade de eleger o seu fornecedor de energia. Os contratos bilaterais podem ser de dois tipos: contratos bilaterais físicos ou contratos bilaterais do tipo financeiro.

Os contratos bilaterais físicos estabelecem um contacto direto entre as entidades produtoras e consumidoras criando um compromisso alargado, normalmente de um ou mais anos. Estes contratos especificam vários aspetos no que diz respeito às condições de fornecimento, à qualidade de serviço, à modulação da potência ao longo do contrato bem como a indicação dos nós de injeção e absorção de potência. Assim, o estabelecimento destes contratos afetam as condições de exploração do sistema elétrico no que diz respeito ao trânsito de potências. Estes contratos estão relacionados com aspetos comerciais entre as entidades contratantes, o que leva a que o Operador de Sistema assegure a viabilidade técnica dos contratos efetivados em simultâneo na rede elétrica, não necessitando conhecer o preço da energia negociada em cada um deles. O Operado de Sistema apenas requer informação de natureza técnica, como os nós de injeção e absorção, potência prevista e a modulação durante o prazo do contrato [1].

Com a restruturação do setor surgiram mecanismos de índole financeiro, com o objetivo de obter maior seguridade perante o risco mais acentuado dos mercados a curto prazo. Estes mecanismos financeiros dizem respeito a formas de *hedging*, em que as entidades contratantes se protegem contra as instabilidades que se possam verificar nos preços praticados.

Os contratos às diferenças surgiram na restruturação do setor elétrico de Inglaterra e Gales, em 1990, contrariando assim o mercado *Pool* assimétrico e obrigatório que se verificava. Neste modelo de contratos, as entidades produtoras e consumidoras estabelecem um preço alvo, denominado na literatura inglesa como *Target Price*. Devido às flutuações de preços do mercado, nos intervalos em que o preço de mercado é superior ao preço alvo, a entidade produtora paga a diferença aos consumidores, enquanto que nos intervalos em que se verifica menor preço de mercado em relação ao preço alvo, a entidade consumidora paga a diferença à entidade produtora. Este tipo de contrato está ilustrado na Figura 2.10.

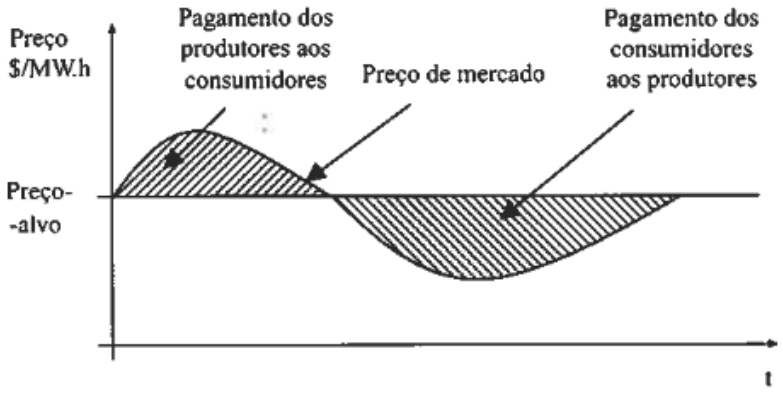



Figura 2.10: Representação gráfica de um contrato às diferenças [1].

Os contratos de futuros fazem com que seja possível às entidades contratantes reservar energia elétrica, neste caso para um intervalo temporal com um preço definido. Ou seja, a entidade produtora compromete-se a fornecer essa energia reservada a um preço pré-acordado num certo período de tempo, enquanto que os consumidores se comprometem a comprar essa mesma energia independentemente do preço que se verifique no mercado nesse período.

As opções conferem simplesmente a possibilidade de mais tarde se poder decidir se vai ou não utilizar essa energia reservada, pelo que torna os contratos de futuros mais ariscados do que os contratos às opções. Uma vez que estes podem mais tarde ser cancelados caso surja um investimento mais vantajoso [1].

### 2.4.6 Modelos Mistos

Com todas as restruturações a acontecerem e darem sinais claros de que eram benéficos na maioria dos casos para o setor elétrico, em muitos países surgiu a ideia de aplicar uma espécie de junção de vários modelos, surgindo assim os chamados modelos mistos, cuja estrutura está representada na Figura 2.11. Existe assim em simultâneo o modelo do tipo *Pool* podendo ser estabelecidos ao mesmo tempo contratos bilaterais e/ou financeiros. Alguns exemplos deste tipo de mercado são o *NordPool*, MIBEL e até mesmo o mercado existente na Califórnia até ao ano de 2001.

Nesta situação, o modelo em *Pool* será do tipo voluntário e será complementado pelo estabelecimento de contratos bilaterais entre as entidades produtoras e consumidores elegíveis ou entre produtores e comercializadores, de onde resulta o modo de exploração que se ilustra na Figura 2.11.

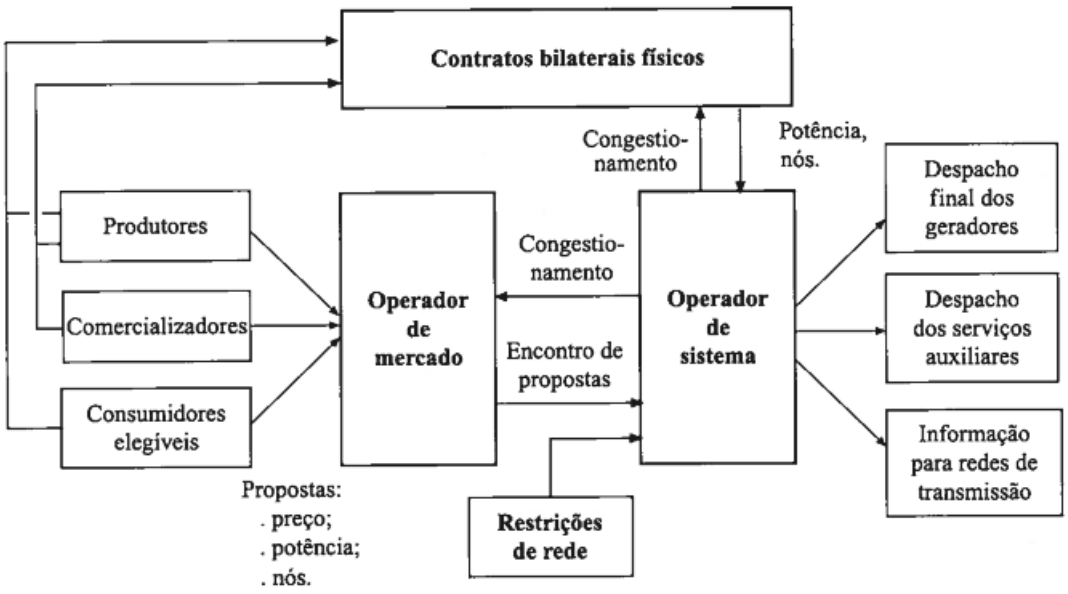



Figura 2.11: Modelo misto de exploração do setor elétrico [1].

Em termos de organização este modelo é praticamente em tudo igual ao modelo em *Pool*, e as alterações estão relacionadas com a inserção dos contratos bilaterais estabelecidos entre as diversas entidades. O funcionamento e organização deste modelo de uma forma resumida podem ser descritos por:

- As entidades contratantes têm de submeter a informação técnica ao Operador de Sistema relativa aos contratos, mais propriamente a potência, nós de injeção e absorção e modulação;
- As entidades produtoras, comercializadoras e consumidores elegíveis devem submeter as suas propostas de compra e venda ao Operador de Mercado;
- O Operador de Sistema recebe os despachos económicos realizados pelo Operador de Mercado;
- O Operador de Sistema executa estudos para analisar a viabilidade técnica dos despachos e a existência de congestionamentos, tendo em consideração as restrições da capacidade de transmissão da rede;
- Em caso de existência de congestionamento, podem vir a ser utilizados mercados de ajustes através de propostas de incrementos ou decrementos de potência, com o intuito de solucionar os problemas detetados. Em casos mais específicos, como os mercados *NordPool* e MIBEL, na ocorrência de problemas de congestionamento, estes mesmo podem ser resolvidos através do processo chamado de *Market Splitting* na literatura inglesa, conhecido em português como a Separação dos Mercados. Este tema será abordado com mais pormenor no Capitulo 3 do presente trabalho.

Esta restruturação para além de ter levado ao aparecimento de um conjunto de agentes ao nível da produção, comercialização, das atividades de rede e de coordenação técnica e económica,

levou também ao aparecimento de trajetos diferentes para a energia elétrica, para os fluxos de informação e para os fluxos financeiro.

A coordenação da exploração a nível técnico é da responsabilidade do ISO ou dos TSO envolvendo trocas de informação com os produtores, as entidades contratantes de contratos bilaterais e o Operador de Mercado. Já o circuito da energia elétrica entre as entidades produtoras e os consumidores é coordenado pelo ISO a nível técnico. Os fluxos financeiros são organizados de maneira a proporcionar um relacionamento direto entre os produtores e consumidores devido aos contratos bilaterais e à comunicação de ofertas de compra e venda ao Operador de Mercado. As atividades das redes de transporte e de distribuição são renumeradas pelo pagamento de tarifas de uso das mesmas [1]. Tal organização está representada na Figura 2.12.

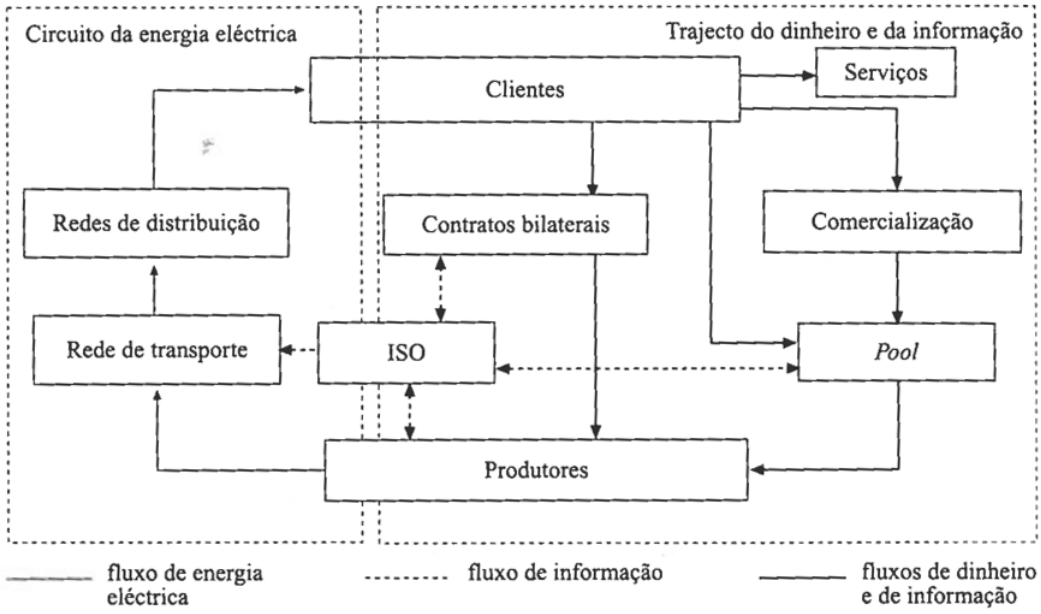



Figura 2.12: Fluxos da energia, informação e do dinheiro [1].

## 2.5 Serviços de Sistema

Em sistemas de energia elétricos, como em muitos outros, é necessário manter um elevado nível de qualidade do serviço. Neste caso, será de extrema importância manter e dentro dos valores de referência a tensão e frequência de um sistema, para obter a qualidade da energia elétrica pretendida.

Das duas grandezas, a frequência é a que tem de ser mantida em valores muito restritos, normalmente cerca de $\pm$ 0.1% do valor nominal, sendo esse valor dependente da região (Europa cerca de 50 Hz e 60 Hz nos EUA e Brasil, por exemplo). A frequência está diretamente relacionada com a manutenção do equilíbrio entre a produção e consumo de potência ativa. Para demonstração da

equação do balanço energético, considera-se apenas uma rede isolada com um gerador equivalente com rendimento unitário, dando origem à expressão:

$$P_M - P_C = \frac{dW_{cin}}{dt} \tag{2.8}$$

$$W_{cin} = \frac{1}{2} \times I \times W^2 \tag{2.9}$$

Nestas expressões, $P_M$ é a potência mecânica fornecida pela máquina motriz, $P_C$ é a potência de carga e $W_{cin}$ é a energia cinética das massas girantes. Essa energia cinética é dada pela expressão (2.9), onde $I$ é o momento de inércia e $w$ é a velocidade angular.

Como é extramente complicado armazenar energia elétrica, ao ocorrer por exemplo um aumento de carga, a geração tem de aumentar também para existir equilíbrio. No entanto esse aumento de geração não é imediato, pelo que, enquanto esse equilíbrio não for estabelecido, a carga adicional será alimentada pela diminuição da energia cinética armazenada nas massas girantes dos grupos geradores [2].

Na União Europeia, a entidade que agrega todos os TSO e outras redes, abordando os assuntos técnicos e de mercado e promovendo o desenvolvimento das redes europeias é a ENTSO-E, mais propriamente a *European Network of Transmission System of Electricity*. Esta entidade definiu três critérios relativos aos seus serviços de reservas, tais como a distinção entre os vários tipos de reserva, o seu tempo de respostas e a sua localização, como exemplificado no gráfico seguinte [6].

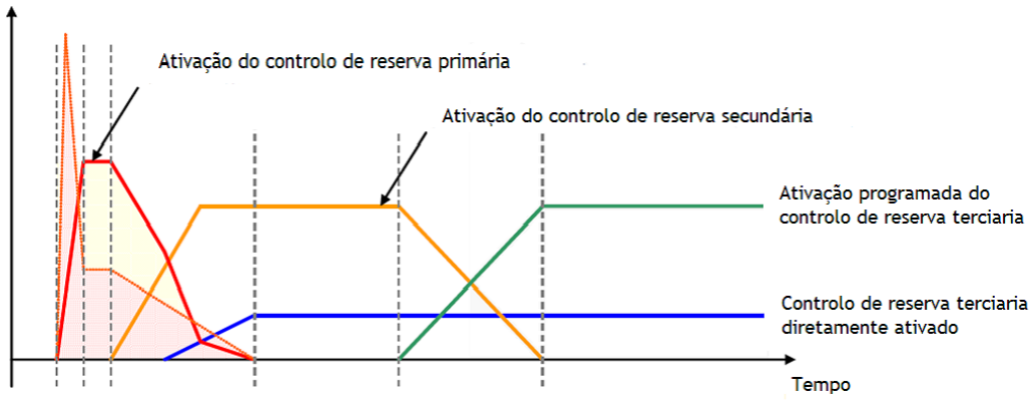



Figura 2.13: Ativação das reservas após a ocorrência de um incidente [9].

O controlo de frequência pode utilizar reservas, sendo essas classificadas em três categorias: reservas primárias, secundárias e terciárias. A reserva primária como o próprio nome indica é a primeira resposta à ocorrência de uma perturbação no sistema, sendo esta uma resposta automática local das unidades de produção em resposta a variações de carga. Em suma, após a perturbação e respetivo desvio de frequência, os controladores de velocidade locais das máquinas geradoras do sistema em questão são ativados pelo controlo primário antes do desvio de frequência ser superior a 50 mHz. Na Europa a entidade ENTSO-E determinou que o valor de potência de reserva primária total corresponde a 3000 MW.

A reserva secundária é da inteira responsabilidade do Operador de Sistema e deve atuar no máximo 30 segundos após a ocorrência da perturbação e da atuação da reserva primária estar concluída. A sua ação não se deve prolongar mais do que 15 minutos após a perda de um grupo gerador, tendo nesse tempo cumprido o seu objetivo de retornar o sistema às condições iniciais e normais de funcionamento. Caso tal não aconteça, as regras da ENTSO-E recomendam que no caso do valor da regulação secundária a subir não ser suficiente para cobrir a perda máxima de produção associada a uma falha simples, então o sistema deve estar precavido com uma reserva terciária. Em jeito de conclusão da regulação secundária, essa mesma é ativada pelo sistema Automatic Generation Control, AGC, e está associada então ao controlo zonal de frequência e de intercâmbios de potência entre áreas assistido por teleregulação.

A reserva terciária será a ultima a ser ativada e não ocorre de forma automática. É controlada pelo Operador de Sistema e tem como objetivo ajustar os valores de frequência aos nominais e libertar a reserva secundária assim que os valores nominais sejam alcançados [6] [7][10].

Em relação à tensão a sua regulação não é tão restrita como a frequência devido ao seu carácter mais local. No entanto tem de ser também ela regulada, podendo ser aceite uma taxa de variação na ordem de 5 a 10% do seu valor nominal. Esta variação está fortemente relacionada com o trânsito de potencias reativa na rede em questão.

Este controlo da tensão e potência reativa deve cumprir certos objetivos, tais como:

- Manter a tensão aos terminais dos equipamentos, respeitando os limites aceitáveis, de modo a melhorar o seu desempenho e à não danificação dos mesmos;
- Minimizar o trânsito de potência reativa na rede, reduzindo as perdas da potência ativa e da reativa e maximizando, portanto, a capacidade de transferência de potência ativa.

Os serviços de sistema têm então a obrigação de garantir a qualidade, fiabilidade, segurança e estabilidade do fornecimento da energia elétrica. Esses serviços podem ser de cariz obrigatório ou podem ser negociados em mercados geridos pelo Operador de Sistema ou por contratos bilaterais. Para tal, os serviços têm as funções de controlo de frequência, potência ativa e reativa e *Blackstart* [2] [6].

O *Blackstart* é um serviço do sistema associado à existência de grupos geradores com arranque autónomo. Para tal, esse serviço é fornecido por máquinas que possuem capacidade de ser energizadas sem estarem ligadas ao sistema elétrico. A utilidade deste sistema verifica-se, por exemplo, em caso de apagões (*blackout*), em que se torna possível passar de um estado de não operacionalidade para um estado de operacionalidade sem necessitar de uma rede elétrica auxiliar [2].

# Capítulo 3

# Mercado Ibérico de Eletricidade

## 3.1 Generalidades Relativas ao Setor Elétrico Português

O setor elétrico em Portugal sofreu diversas alterações ao longo da sua história, mas foi a partir do 25 de Abril de 1974 que se registaram as maiores e mais marcantes alterações. Antes desta data é possível salientar a primeira experiência em Portugal, que remonta ao dia 28 de Setembro de 1878, dia do festejo do aniversário do príncipe D.Carlos em que se registou a iluminação da cidade de Cascais (como é conhecida nos dias de hoje). Essa iluminação consistiu em seis lâmpadas de arco voltaico, sistema *Jablochkob*, sendo estas muito semelhantes às utilizadas anteriormente na Praça de Ópera em Paris. Após este acontecimento, em menos de dois meses o mesmo sistema era implementado para iluminar o Chiado em Lisboa e ainda mais tarde a Câmara Municipal de Lisboa pelo Rei D.Luís, que pediria emprestado esse mesmo sistema para iluminar o local da câmara. Após estas experiências pioneiras, outras cidades começaram a aderir ao uso da eletricidade para sistemas de iluminação, sendo esses inicialmente muito pouco fiáveis, levando muitas vezes à sua interrupção [11] [12].

Esta explosão do uso da eletricidade em vários pontos do país é facilmente comprovada pelo registo de valores de venda de eletricidade nas maiores cidades do País. Por exemplo, o facto de a rede de Lisboa entre 1904 e 1905 ter vendido cerca de 0,8 GWh de energia. Nove anos depois, entre 1913 e 1914, esse valor de venda de energia atingiu os 8,5 GWh. Na cidade do Porto a mesma explosão da energia vendida foi registada, pois no ano de 1917 foi registado um valor de 2,5 GWh e apenas 5 anos depois esse valor passou para o dobro, cerca de 5 GWh [13].

Para acompanhar este aumento do consumo, surgiram algumas centrais de grande importância. Entre 1914 e 1919, temos o exemplo da Central Tejo com uma potência inicial de 7,5 MW e a Central de Lindoso, que consistia num aproveitamento hidroelétrico com cerca de 15 MW. Em 1944, após a publicação da Lei n$^{o}$ 2002 de 24 de dezembro, surgiram grandes debates sobre a eletrificação nacional. Em 1947 surge a Companhia Nacional de Eletricidade, CNE, responsável pela rede de transporte. Com as novas politicas e leis, nasceram grandes explorações e com potência cada vez maior. Foi em 1951 que se inaugurou a central de Castelo de Bode e em 1953 a de Salamonde.

Chega-se então ao ano de 1974, tendo assim início as grandes restruturações do setor elétrico. Foi em 1975 que ocorreu a nacionalização das empresas do setor elétrico surgindo a empresa Eletricidade de Portugal, EDP. Esta empresa nesta época era uma empresa estatal verticalmente integrada e responsável por todas as atividades do setor.

Em 1988 foi aprovado e publicado o Decreto-Lei 189/88, de 27 de maio, levando à criação da figura Produtor em Regime Especial (PRE), com a ideia de incentivar a produção com base em novas energias, como os pequenos aproveitamentos hidroelétricos, parques eólicos e cogeração, sendo essa energia totalmente aceite na rede. Já em 1994, mais propriamente em agosto desse ano, foi criada a Rede Elétrica Nacional, denominada REN SA, hoje conhecida como Redes Energéticas Nacionais SA, como subsidiária da EDP e responsável pelo transporte, gestão do sistema de Despacho Nacional e das interligações com Espanha.

Em 1995, com a ideia de antecipar a entrada em vigor da Diretiva 96/92/CE, de 19 de dezembro, referida no Capitulo anterior, surgiu em Portugal uma nova legislação com base nos Decretos Leis nº182/95 a 188/95 de 27 de julho, vindo estes a ser consolidados dois anos após, com o Decreto-Lei 44/97 de 20 de fevereiro. Iniciava-se assim a liberalização do setor elétrico, em que a EDP foi parcialmente privatizada. O Sistema Elétrico Nacional, conhecido por SEN foi separado no Sistema Elétrico de Serviço Público, SEP, e no Sistema Elétrico Independente, SEI. Ao mesmo tempo foi criada a Entidade Reguladora do Setor Elétrico, ERSE, que desempenhava funções regulamentares e administrativas.

Mais alterações foram implementadas, pois no ano de 2000 grande parte da EDP foi privatizada. O Estado ficaria detentor de cerca de 30% da EDP e no mesmo ano realizaram-se mudanças na REN, tendo o Governo decidido autonomizar a empresa REN, SA, ficando o próprio Estado detentor de 70% do capital social da REN, cumprindo assim o objetivo de reforçar as condições de transparência e isenção de atuação do Operador de Sistema [1].

Já no ano de 2003 e com a publicação dos Decretos-Lei nº 184/2003 e 185/2003, de 20 de agosto e com a Diretiva 2003/54/CE de 26 de junho, dá-se início ao processo da liberalização global do setor elétrico português e confirma-se a criação do Mercado Ibérico de Eletricidade, chamado MIBEL. Para tal, vários acordos entre os dois países envolvidos, Portugal e Espanha, foram assinados [6].

Dos últimos acontecimentos há que registar o facto de que em 2011 o Estado português ter decidido vender a sua parcela do capital social da EDP ao grupo chinês, *Three Gorges Corporation* privatizando assim por completo a empresa. Já em 2012, mais uma vez o Estado português vende cerca de 40% da REN, SA. [7].

## 3.2 Organização do Setor Elétrico em Portugal

Como referido na secção anterior, foi após a publicação dos Decretos-Lei em 1995 que se iniciou a restruturação do setor elétrico Português. Nesta época constava na legislação que no setor elétrico de Portugal coexistiam o Mercado Liberalizado e o Mercado Regulado, dando assim a oportunidade aos agentes do setor a hipótese de escolha de negociar com os Comercializadores

no Mercado Liberalizado ou estabelecer contratos com o Comercializador Regulador, respeitando sempre as condições/ordens elegidas pela ERSE, entidade reguladora [1] [14].

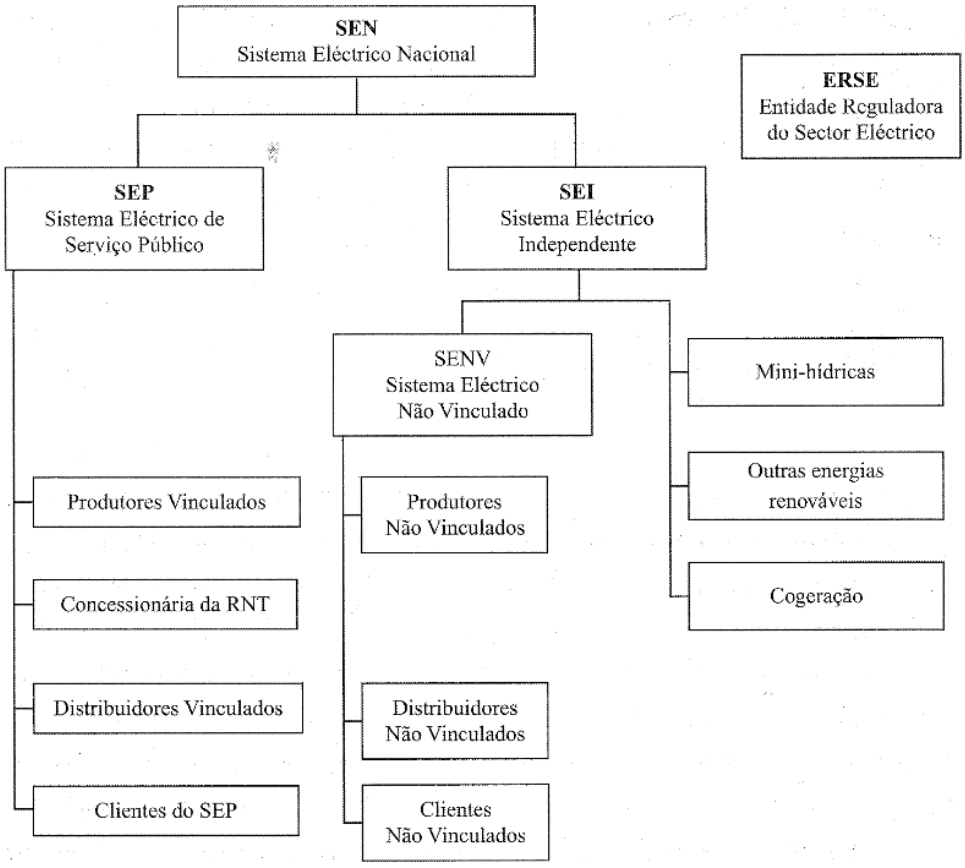



Figura 3.1: Constituição do setor elétrico nacional em 1995 [1].

A Figura 3.1, diz respeito à organização do setor elétrico Português da época, 1995. O Mercado Regulado estava associado ao Sistema Elétrico de Serviço Público, fazendo parte dele os produtores vinculados, a concessionária da Rede Nacional de Transporte, distribuidores vinculados bem como os clientes da SEP, sendo este mercado regulado pela ERSE. O Mercado Liberalizado estava relacionado com o Sistema Elétrico Independente que por sua vez englobava o Sistema Elétrico Não Vinculado, SENV e os produtores em Regime Especial, denominados PRE.

No sistema Elétrico de Serviço Público as atividades de produção, transporte e distribuição teriam de ser praticadas em regime de serviço público e deviam obrigatoriamente respeitar certos requisitos de qualidade de serviço e uniformidade tarifária no fornecimento de energia elétrica. No que dizia respeito ao planeamento da produção, este era centralizado e as licenças de novos centros produtores seriam atribuídas em concurso público. Já os setores do transporte e distribuição funcionavam em regime de monopólio regulado.

No SENV e de acordo com o artigo 44º do Decreto-Lei nº182/95 as atividades de produção e distribuição em MT e AT eram de livre acesso. O despacho centralizado era destinado aos produtores vinculados com potência instalada superior a 10 MVA ligados à rede do SEP. Já os agentes do setor de distribuição não vinculados tinham de possuir linhas de distribuição em MT ou AT para estabelecer a ligação entre os clientes não vinculados e não ligados à rede do SEP e também os produtores. No entanto, esses clientes não vinculados poderiam ter acesso à rede do SEP mediante do pagamento de uma tarifa regulada [6].

As relações de caráter comercial entre o SEP e o SENV bem como as atividades de transporte e distribuição de energia elétrico do SEP eram reguladas através da existência de tarifas reguladas, condições de acesso às redes, qualidade de serviço e de supervisão do cumprimento das regras de funcionamento do SEP. Em jeito de conclusão da análise do funcionamento do setor elétrico na época referida, é necessário referir que a Rede Nacional de Transporte, RNT, era controlada pela REN, que tinha as responsabilidades de planeamento e exploração técnica do sistema elétrico e das transações de energia no SEP.

Foi no ano de 2006 que o SEN sofreu uma nova restruturação levando à implementação do Decreto-Lei nº29/2006 ao nível das atividades de produção, transporte, distribuição, comercialização e a operação de mercados centralizados de eletricidade. Desta forma Portugal começou a implementar os princípios presentes na Diretiva Europeia nº2003/54/CE e a estabelecer as condições para a criação de um mercado livre e competitivo [7].

Este novo modelo era bem distinto do que se verificou em 1995, levando assim a uma nova estrutura do Sistema Elétrico Nacional, em que as atividades de produção e de comercialização são executadas em regime livre de concorrência, mediante a atribuição de licenças. Já as atividades de transporte e distribuição seriam exercidas mediante a atribuição de concessões de serviço público [6]. Este novo modelo está representado na Figura 3.2.

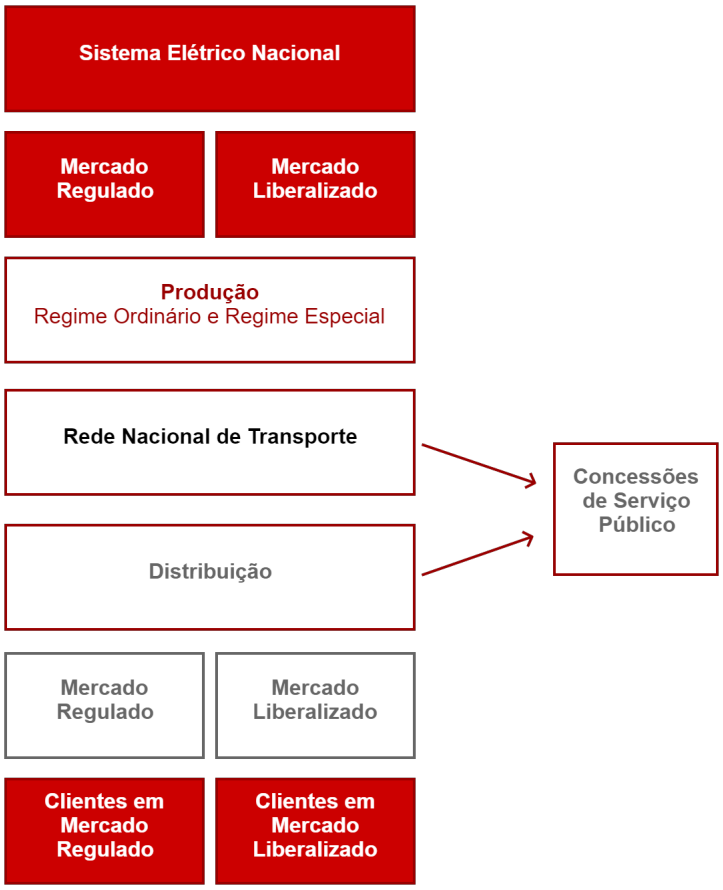



Figura 3.2: Organização do setor elétrico nacional atual, adaptado de [15].

Com este novo modelo, o SEN é dividido em seis grandes atividades distintas em que se incluem a produção, o transporte, a distribuição, a comercialização, a operação de mercados de eletricidade e as operações de logística entre comercializadores e consumidores. A produção de eletricidade divide-se em duas vertentes, a Produção em Regime Ordinário, PRO, e a Produção em Regime Especial, PRE. A Produção em Regime Ordinário diz respeito à produção de eletricidade com base em fontes tradicionais não renováveis e em grandes centros hídricos sendo este tipo de produção explorada em regime livre de concorrência. Já a PRE diz respeito à produção em cogeração e com base na utilização de fontes de energia renováveis recebendo benefícios no que diz respeito às licenças e tarifas [15].

A Rede de Transmissão (RNT) é explorada a nível da atividade de transporte de energia elétrica, estando esta ao encargo da REN. A esta entidade foi atribuída uma concessão por parte do estado de cariz público e exclusivo.

A REN desempenha também o papel de TSO no sistema elétrico português, em literatura inglesa *Transmission System Operator*. Ou seja, para além do transporte acumula na sua lista de atividades funções como Operador de Sistema, Operador da Rede da Transmissão, responsável pela gestão técnica do sistema, coordenação das instalações de produção e distribuição, contrata-

ção de serviços auxiliares necessários, garantir a continuidade e segurança de abastecimento de energia elétrica e planeamentos futuros tendo em atenção ao bom funcionamento do sistema.

Para além de todas estas variadas tarefas, a REN, é também a responsável pela expansão do SEN, com base em estudos com horizonte temporal de seis anos, atualizados de dois em dois anos, estando dependentes da aprovação por parte da ERSE. Estas expansões acarretam como seria de esperar custos, sendo estes sustentados pelas receitas provenientes da atividade de transporte devido às Tarifas de Utilização da Rede de Transporte, TURT, incluída na Tarifa de Acesso às Redes que é paga por todos os consumidores [7] [14].

No ano de 2016, a REN contava com 8733 Km de linhas por todo o país, divididas entre as linhas de 400 kV, 220 kV e 150 kV. No que diz respeito às linhas de 400 kV estão presentes principalmente no Sentido Norte-Sul junto à costa, desde o centro electroprodutor de Lindoso (Norte) até ao Algarve e também no sentido Oeste-Este com o efeito de estabelecer as interligações entre Portugal e Espanha. As linhas de 220 kV desenvolvem-se principalmente entre Lisboa e Porto, e na diagonal do país, entre Miranda do Douro e Coimbra, estando também presentes ao longo do rio Douro e Beira Interior. As linhas de 150 kV representam o primeiro nível histórico de tensão da RNT desde 1951 e completam a rede nacional de muito alta tensão. No Capitulo 3, na Figura 3.9, está representada a rede nacional de transporte no ano de 2016.

Em relação ao setor da distribuição da energia elétrica a sua exploração em alta e média tensão é feita através de concessão exclusiva à EDP Distribuição. Já no que diz respeito à baixa tensão, essa exploração está ao encargo dos municípios estando também ligada à EDP Distribuição. Este setor tem a responsabilidade de gerir o fluxo de energia na rede de distribuição, assegurar a manutenção dos níveis de segurança, garantir a fiabilidade e qualidade do serviço dentro dos parâmetros acordados [16]. A renumeração é garantida pela Tarifa de Uso da Rede de Distribuição, TURD, sendo ela também incluída na Tarifa de Acesso às Redes.

A atividade de comercialização já apresenta níveis de competição no seu setor, estando sujeita a um regime de licenciamento. Os comercializadores são livres de vender e comprar energia assim como os clientes elegíveis são livres de comprar e vender eletricidade, tendo direito ao acesso às redes de distribuição com a obrigatoriedade de pagar as tarifas de acesso reguladas pela ERSE. Nos dias de hoje, em Portugal, o cliente é livre para escolher o seu comercializador, seja ele livre ou regulado. No caso desse comercializador operar em Mercado Regulado, esse mesmo é designado por Comercializador de Último Recurso, CUR, e em Portugal existe a EDP Serviço Universal. No caso de se tratar de um comercializador livre, atua no Mercado Livre existindo em Portugal algumas entidades que atuam nesse mercado, tais como a EDP Comercial, *Endesa, Iberdrola, Endesa, Viesgo* e entre outras [6] [7] [14].

No que diz respeito aos CUR, são entidades com licença de comercialização que são renumeradas por tarifas e preços regulados, estando obrigados a garantir o serviço universal de fornecimento de energia elétrica aos seguintes clientes:

- Clientes finais com contratos ativos, enquanto forem aplicáveis as tarifas reguladas ou mesmo as tarifas transitórias legalmente previstas pela ERSE;
- Clientes economicamente vulneráveis;

- Clientes cujo comercializador em regime de mercado tenha ficado impedido de exercer a atividade;
- Clientes em locais em que não exista oferta dos comercializadores de eletricidade em regime de mercado [17].

Estes devem comprar toda a energia produzida em regime especial, podendo também estabelecer contratos bilaterais e adquirir energia em mercados organizados. Desde de 1 de janeiro de 2013 que se tem levado a cabo à extinção das tarifas reguladas para todos os clientes procurando promover a sua passagem para o Mercado Livre. A todos os clientes que ainda não estejam presentes no Mercado Liberalizado é aplicada uma tarifa transitória. No entanto, esse processo é demorado e têm ocorrido sucessivos adiamentos para a transição total. A última indicação a este respeito está presente no orçamento de estado deste presente ano, 2017, em que segundo o artigo 171º, paragrafo 1, alínea a) o prazo para a extinção das tarifas transitórias para fornecimento de eletricidade aos clientes finais de baixa tensão normal foi prolongado até 31 de dezembro de 2020 [7] [18].

## 3.3 Generalidades Relativas ao Setor Elétrico Espanhol

O setor elétrico do país vizinho sofreu também ao longo das últimas décadas uma série de restruturações e/ou reformulações com o intuito de melhorar e de criar um mercado próximo do melhor possível para o consumidor final.

O primeiro registo de utilização da eletricidade para efeitos práticos em Espanha ocorreu no ano de 1852 em Barcelona, quando um senhor farmacêutico, de nome *Domenech*, iluminou o seu estabelecimento. Nesse mesmo ano, mas em Madrid, foram realizadas experiências de iluminação utilizando uma célula galvânica na *Plaza de La Almeria* e no *Congreso de Los Diputados*. O movimento de eletrificação industrial do país teve inicio no ano de 1876 com a empresa *La Maquinista Terrestre y Maritima* a estabelecer o primeiro contrato de fornecimento de eletricidade. Outros contratos seguiram-se e em 1881, *José Dalmau*, criou a *Sociedad Española de Eletricidad*, conhecida como a primeira empresa de eletricidade espanhola. Já em 1885 foi publicado o primeiro decreto relacionado com as instalações elétricas, sendo que três anos mais tarde foi publicada uma Ordem Real. Com o objetivo de regular a iluminação elétrica dos teatros e proibindo a iluminação com lâmpadas a gás, pelo que era apenas permitida a iluminação a óleo somente em caso de emergência. O ano de 1901 ficou marcado por ser o primeiro em que surgiram dados estatísticos sobre a eletricidade em Espanha. Esses dados afirmaram que 61% da capacidade instalada era de origem térmica e os restantes 39% eram provenientes do uso do recurso hídrico.

Até ao inicio da década de 1970 o setor elétrico espanhol disparou na sua evolução chegando mesmo a triplicar a sua produção desde 1920. Mas, em 1973 e 1979 ocorreram graves crises derivadas da elevação do preço do petróleo, levando à publicação da *Ley de Conservación de La Energia*, de modo a diminuir a dependência das energias fosseis para a produção da energia elétrica [19]. Como consequência destas crises, o setor elétrico espanhol no início da década

de 80 encontrava-se em crise devido ao sobreinvestimento baseado em perspetivas demasiado otimistas relativamente ao crescimento da procura [6] [7]. Com esta situação a ser considerada grave por parte do Governo, foi decidido decidiu intervir no setor elétrico, nacionalizando a rede de transporte e tornando as empresas municipais em empresas verticalmente integradas [1].

Seguiu-se um período de aprovações de leis que ajudariam o setor a recuperar da sua crise. A 11 de Dezembro de 1987 foi publicado o Real Decreto 1538/1987 introduzindo uma série de normas denominadas *Marco Legal Estable*, MLE. Com este decreto passava a ser formalmente aplicada uma tarifa nacional uniforme para os consumidores ajudando assim o setor a recuperar economicamente. No setor da produção, a renumeração estaria fortemente influenciada pelo tipo de fonte, pelo que o estado contribuiria com mais apoios, caso a fonte utilizada tivesse como consequência a diminuição da dependência do petróleo. A rede transporte deu origem à *Red Elétrica de España*, REE, em 1985.

Em dezembro de 1994, registou-se uma marca notável, devido ao facto de que se iniciou o processo de liberalização do setor ao ser aprovada a reforma legislativa denominada *Ley Orgánica del Sector Eléctrico Nacional*, LOSEN, que cria a *Comisión Nacional del Sector Eléctrico*, CNSE, um órgão independente com funções de caráter regulatório do sistema elétrico espanhol. A LOSEN era uma lei que permitia a existência de competição no setor bem como um mercado regulado que respeitasse as normas do *Marco Legal y Estable*.

Mais tarde, em novembro de 1997, foi aprovada nova legislação pelo Governo espanhol, a *Ley del Sector Eléctrico.* A partir desta data em Espanha iniciava-se um processo de restruturação intensivo, que levaria em dezembro desse mesmo ano à aprovação das novas normas de funcionamento do novo mercado espanhol que entrariam em vigor em janeiro de 1998. A *Ley* 54/1997 passa a definir uma nova estrutura do setor elétrico, criando assim duas entidades novas: o *Operador del Sistema e Operador del Mercado*, com as responsabilidades de garantir a continuidade e segurança do abastecimento de energia elétrica e a gestão do mercado (propostas de venda e compra de energia elétrica) respetivamente [1] [19]. As tarefas de regulação e supervisão continuam a ser da responsabilidade da CNSE. Já para supervisionar a gestão económica do sistema e propor melhorias no sistema foi criado o *Comité de Agentes del Mercado.*

Em dezembro de 2000 foi publicado um novo decreto pelo Ministério da Economia com o objetivo de clarificar algumas atividades do setor. As atividades de transporte e de distribuição seriam exploradas ou exercidas por sociedades com o objetivo exclusivo de transporte e distribuição de energia elétrica. A atividade de transporte ficaria ao cargo da REE, acumulando também as funções de Operador de Sistema e Operador da Rede de Transporte. Para além de todas estas funções, este decreto abordava também temas relacionados com a atividade de comercialização e qualidade de serviço.

A abertura total dos mercados de energia elétrica em Espanha ocorreu a 1 de janeiro de 2003 e mais tarde com a publicação da *Ley* 17/2007 de 4 de julho, novas alterações à legislação foram implementadas com a ideia de melhorar o enquadramento com a Diretiva Europeia 2005/64/CE e contemplar a existência definitiva de um TSO, a cargo da REE [6] [7].

Por fim, e após dezasseis anos de vigência da *Ley* 54/1997 seria aprovada a *Ley* 24/2013, no dia

26 de dezembro de 2013. Esta lei surgiu com a necessidade de criar uma norma mais atualizada devido às muitas alterações importantes efetuadas ao longo dos anos. Esta lei faz parte da reforma global do setor e foi necessária para garantir a segurança jurídica e garantir a sustentabilidade do sistema a longo prazo e resolver as deficiências no funcionamento do mesmo [20].

## 3.4 Organização do Setor Elétrico Espanhol

Como já referido, a *"Ley 54/1997 del Sector Eléctrico* foi a pioneira no que diz respeito à reestruturação do o setor elétrico, tendo em consideração o fornecimento de energia elétrica, a qualidade do serviço e o menor custo possível. O mercado espanhol desde 1 de janeiro de 2003 permitiu aos consumidores poderem escolher que entidade lhe fornecia a energia. No entanto nem todos os setores do mercado estavam liberalizados, pelo que existem dois sistemas no mercado espanhol:

- Sistema regulado: neste sistema estão presentes as atividades de transporte e distribuição;
- Sistema liberalizado: fazem parte deste sistema os setores da produção e comercialização [21]

O setor elétrico espanhol é composto por um mercado diário, mercado intradiário, mercado de serviços auxiliares e contratos bilaterais. No que diz respeito ao mercado diário, este recebe as propostas de compra e venda por parte das entidades produtoras, comercializadores, distribuidores e consumidores elegíveis.

O resultado desse mercado é seguidamente comunicado ao *Operador del Sistema* que recebe também as informações oriundas dos contratos bilaterais e juntando toda a informação avalia a viabilidade técnica destas produções/cargas registando ou não a ocorrência de congestionamentos. Se não se verificar a ocorrência de congestionamentos são definidos os serviços auxiliares necessários procedendo-se então à sua contratação ou alocação. No mesmo dia existem sessões de mercados intradiários para se proceder a ajustes, com a finalidade de se manter o equilíbrio entre a produção e a carga.

Após cada sessão, o *Operador del Sistema* realiza a gestão do sistema em tempo real, sendo que para tal utiliza os serviços necessários para a gestão de desvios de valores entre a produção e a carga [1].

Com os últimos decretos criados pelo governo espanhol, mais propriamente o Ministério da Economia, as atividades de produção foram separadas em duas vertentes: Produção em Regime Ordinário e o Produção em Regime Especial, tendo este último grande incentivo devido à produção de energia com base em fontes renováveis, idêntico a Portugal.

O sistema elétrico está obrigado a adquirir toda a energia produzida pela vertente de Produção em Regime Especial, consistindo em centrais de energia renovável ou pequena dimensão, em que as tarifas são fixadas por Real Decreto ou Ordem que variam dependendo do tipo de produção e normalmente mais caras que os preços obtidos no mercado espanhol.

O Regime Ordinário Espanhol em condições normais é o grande fornecedor da energia necessária no sistema espanhol, existindo quatro formas de contratar a venda de eletricidade e de determinar o seu preço:

1. Mercado de eletricidade grossista ou *pool;*
2. Contratos Bilaterais;
3. Leilões VPP;
4. Leilões CESUR;

O mercado em *pool* foi criado no dia 1 de janeiro de 1998 e inclui produtores, distribuidores, comercializadores e consumidores direto nas sessões de mercado diário e intradiário. Os contratos bilaterais são contratos privados estabelecidos entre agentes presentes no mercado e todas as condições nele acordadas são da responsabilidade de ambos. Em relação aos leilões VPP, os principais participantes são as empresas Endesa e Iberdrola sendo estas obrigadas a apresentar opções de compra para uma quantidade pré-estabelecida de energia. Outros participantes podem comprar tais opções desde que seja durante um certo período de tempo. Já nos leilões CESUR, os distribuidores de último recurso na Península Ibérica podem adquirir eletricidade no Mercado à vista ou a prazo para satisfazer a procura. No entanto, a partir de junho de 2007, estes comercializadores de último recurso foram autorizados a realizar leilões de eletricidade com vista a comprar eletricidade a menor preço.

A Produção em Regime Especial engloba, em termos gerais, centrais que tenham capacidade instalada igual ou inferior a 50 MW e que utilizem como fonte de energia primária a cogeração ou qualquer fonte renovável de energia. O *Real Decreto-Lei* 661/2007 de 25 de maio é conhecido por ser o decreto responsável pela atual regulação do regime especial espanhol. Para tal, introduziu um quadro estável e definiu a base do desenvolvimento futuro das energias renováveis no que diz respeito aos termos de concorrência e rentabilidade. Perante tal regulação, as unidades de Produção em Regime Especial podem optar por tarifas fixas ou participar no Mercado. Em caso de participação no Mercado, receberá o preço de mercado e um prémio, estando esse prémio limitado a um máximo e mínimo, *cap* e *floor* respetivamente, dependendo do tipo de tecnologia utilizada [21].

No que diz respeito à atividade de transmissão, a *Ley* 17/2007, atribui à REE, *Red Eléctrica de España*, os encargos do transporte de energia e operação de sistema como já referido. Esta entidade é responsável pela gestão técnica do sistema elétrico espanhol e detém cerca de 99% da rede de transporte de alta tensão [22]. A rede de transporte é constituída pelas linhas de transmissão, subestações, transformadores e outros equipamentos com tensão superior a 220 kV e por todos os equipamentos que ajudem no transporte ou interconexão, internacional e extra-peninsular [21]. Como Operador do Sistema tem funções na garantia da continuidade e da segurança do fornecimento de eletricidade, bem como garantir uma boa coordenação entre a produção e transporte, regendo-se pelos princípios da transparência, objetividade e independência [22].

Em relação aos comercializadores liberalizados, como o próprio nome indica, são livres de definir o preço aplicado aos seus clientes. Os principais custos das atividades dos operadores são o preço a pagar pela eletricidade no mercado grossista e as tarifas de acesso reguladas, que se pagam às empresas de transporte e de distribuição. Os produtores e os comercializadores liberalizados ou clientes elegíveis podem estabelecer contratos bilaterais sem participarem no mercado grossista. Desde 1 de julho de 2009 que os comercializadores de ultimo recurso, reconhecidos pelo governo espanhol, fornecem eletricidade aos clientes de ultimo recurso (clientes de baixa tensão, com potência contratada inferior a 10,35 kVA), pelo que desde então os distribuidores não podem fornecer eletricidade aos consumidores. Como consequência, foi realizada a separação total entre os setores de distribuição e comercialização [21] [23].

Na Figura 3.3 está representada a organização do setor elétrico espanhol, onde estão também representados os fluxos de energia e de informação.

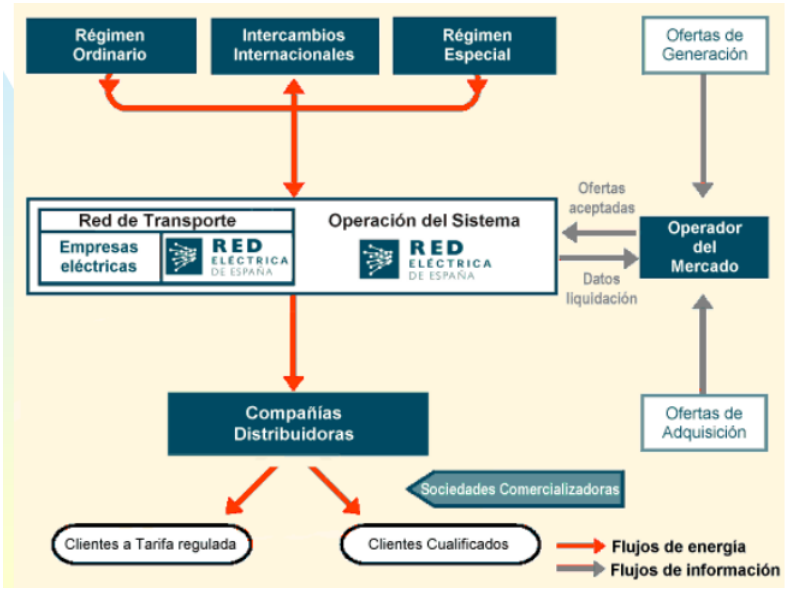



Figura 3.3: Organização do setor elétrico espanhol [24].

## 3.5 Generalidades Relativas ao MIBEL

O processo de criação do MIBEL teve início no ano de 1996, quando a Comissão Europeia aprovou a Diretiva Europeia para o setor da energia, a Diretiva 96/92/CE, tema já abordado anteriormente. Essa diretiva fazia cada vez mais crescer a vontade da liberalização do setor elétrico bem como a criação de mercados regionais. Surgiram assim, em 1998, as primeiras conversações entre as administrações portuguesa e espanhola. Realizaram-se os primeiros estudos e definiram-se objetivos, para que fosse possível estabelecer um método de trabalho de resolução de todos os obstáculos que surgissem à criação do Mercado Ibérico de Eletricidade.

Como seria de esperar, a criação desse mercado regional não foi imediata, e ao longo dos anos, ambos os governos trabalharam com o intuito de tornar esse mercado cada vez mais consistente

[25] [26]. Neste subcapítulo são apresentados e explorados alguns dos momentos mais marcantes na evolução do MIBEL.

Em novembro de 2001, mais propriamente no dia 14, após o sucesso das conversações iniciadas em 1998, foi assinado um protocolo de colaboração entre as Administrações de Portugal e de Espanha para a aceleração da criação do MIBEL [26]. Neste protocolo os pontos acordados foram:

1. Estabelecimento das etapas, medidas e procedimentos a efetuar para a convergência dos sistemas elétricos de Portugal e Espanha. Também ficou acordado a inicialização de estudos sobre a convergência dos mercados de gás natural de ambos os países;

2. Acordo sobre a data da entrada em funcionamento do MIBEL, bem como os princípios gerais associados, onde se destacam a livre concorrência, transparência, objetividade e eficiência;

3. O reforço das redes trans-europeias de energia bem como as interligações entre Portugal e Espanha. Ficou também acordado que os Operadores de Sistema de ambos os países ficariam encarregues da expansão e do planeamento da rede de transporte, promovendo o intercâmbio regular e fluído de informação;

4. Identificação das barreiras legislativas e plano para a remoção dos obstáculos que poderiam surgir;

5. Até 31 de março de 2002, as entidades de ambos os países deviam apresentar um modelo de organização do MIBEL respeitando os princípios acima referidos;

6. Colaboração entre os Operadores de Sistema Ibéricos, REN e REE [5] [27]. No ano de 2002 foi apresentada uma proposta sobre o modelo de organização do MIBEL. Essa proposta foi elabora em conjunto pelas duas entidades reguladoras dos dois países, a ERSE e a CNE, em resposta ao acordo assinado no ano anterior [26]. Nesse documento abordavam-se temas como a estrutura de organização que se fundamentava na liberdade de contratação entre os participantes no mercado, respeitando o facto de ser necessário fomentar um adequado nível de liquidez e concorrência. A compra de energia elétrica podia ser efetuada através de mercados diários, mercados intradiários ou contatos bilaterais, geridos pelo OMI (Operador de Mercado). Neste documento fazia-se referência aos distintos intervenientes no mercado bem como a previsão de uma tarifa de potência a ser aplicada à aquisição de energia, independentemente do modo de contratação. Como a capacidade das linhas não é limitada, o documento abordava também o plano de exploração coordenada das redes de transporte, resolvendo os problemas de congestionamento através de leilões de capacidade, *Market Splitting, counter-trading* e redespacho [28].

Em junho de 2003, são aprovados pelo Ministro da Economia, através do Despacho n$^{o}$12 596/2003 (2$^{a}$ séria), os Estatutos e o Modelo de Organização e funcionamento do pólo português

do Operador de Mercado Ibérico, OMIP. Já no mês de agosto do mesmo ano, foi publicado o Decreto-Lei nº185/2003, que estabelece um conjunto de regras gerais sobre a comercialização de energia elétrica no SEN aos agentes de mercado [26].

O ano de 2004 ficou marcado por muita atividade no que diz respeito a aprovações de acordos. Em abril, foi aprovado na Assembleia da República o Acordo assinado entre a República Portuguesa e o Reino de Espanha, para a constituição de um Mercado Ibérico da Energia Elétrica. Este acordo foi publicado a título provisório, não tendo chegado a entrar em vigor. Em julho do mesmo ano, são publicadas duas Portarias para a definição do quadro de intervenção da sociedade OMIClear e para a constituição do mercado de operações a prazo sobre a energia elétrica.

Em outubro, em Santiago de Compostela, foi assinado o Acordo entre os dois países relativo à constituição do Mercado Ibérico de Eletricidade, que cria um quadro estável que permite aos Operadores dos Sistemas elétricos dos países signatários desenvolverem a sua atividade em toda a Península Ibérica [25]. Outros acontecimentos ocorreram, sendo que os mais importantes estão enumerados na Tabela 3.1

O arranque efetivo do MIBEL ocorreu mais tarde do que previsto, e foi no dia 1 de julho de 2007 que se deu início da sua operação, alcançando assim a recompensa de todo o trabalho e harmonização entre os dois sistemas elétrico Ibéricos. Esses atrasos podem ser justificados pela não compatibilização das agendas dos dois governos. Os momentos mais marcantes neste processo, ou os acontecimentos que tiveram maior impacto na criação do MIBEL foram quatro:

1. A celebração, em novembro de 2001, do Protocolo de colaboração entre as Administrações espanhola e portuguesa para a criação do MIBEL;
2. A assinatura, em outubro de 2004 em Santiago de Compostela, do Acordo entre a República Portuguesa e o Reino de Espanha;
3. A XXII.ª Cimeira Luso-Espanhola em Badajoz, realizada em novembro de 2006;
4. A assinatura em janeiro de 2008, em Braga, do Acordo que revê o Acordo de Santiago [29].

Os principais objetivos associados à criação do MIBEL são os seguintes:

- Beneficiar os consumidores de eletricidade dos dois países intervenientes;
- Estruturar o funcionamento do mercado liberalizado com os princípios já referidos;
- Construir um preço de referência único para toda a Península Ibérica;
- Favorecer a eficiência económica das empresas que participam nesse setor;
- Facilitar o livre acesso ao mercado, em condições de igualdade de direitos e obrigações, transparência e objetividade;
- Promover a livre concorrência entre as mesmas [28].

Em termos de dados estatísticos, no início da existência do MIBEL, este mercado abrangia cerca de 29 milhões de consumidores, sendo que 6 milhões pertenciam a Portugal e os restantes a Espanha. O consumo anual rondava os 311,3 TWh, e a potência instalada era aproximadamente de 86 792 MW [30].

Tabela 3.1: Sequência cronológica dos acontecimentos mais marcantes no MIBEL.

| Ano | Ocorrência |
|---|---|
| 2012 | O Conselho de Reguladores colocou em consulta pública, num documento relativo à harmonização regulatória da integração da PRE no MIBEL e na operação dos respetivos sistemas elétricos. |
| 2011 | Em maio, foi assinado em Madrid, na sede da CNMV, um Memorando de Entendimento entre a CMVM,CNE,CNMV e ERSE para a cooperação e coordenação eficaz da supervisão do MIBEL.<br>A 25 de março o Conselho de Reguladores do MIBEL lançou o seu site. |
| 2010 | A 1 de junho de 2010 ocorreu, em Lisboa, a conferência do Conselho de Reguladores do Mercado Ibérico da Eletricidade, ficando conhecida com o tema "Os novos desafios do MIBEL".<br>Elaboração de uma nova propostas sobre o mecanismo de gestão a prazo da interligação Espanha-Portugal. |
| 2009 | No dia 22 de Janeiro, realizou-se a XXIV Cimeira Luso-Espanhola de Zamora, onde os Governos de Portugal e Espanha acordaram a constituição defenitiva do Operador de Mercado Ibérico.<br>No mês de março, é aprovado pela Assembleia da República, o Acordo que revê o Acordo entre a República Portuguesa e o Reino de Espanha, relativo à constituição de um Mercado Ibérico de Energia Elétrica. |
| 2008 | No dia 18 de janeiro foi assinado o Acordo que revê o Acordo assinado em Santiago de Compostela, em outubro de 2004, entre a República Portuguesa e o Reino de Espanha, relativo à constituição do Mercado Ibérico de energia Elétrica (MIBEL). |
| 2007 | No dia 8 de março, é assinado o Plano de Compatibilização Regulatória entre Portugal e Espanha no setor energético.<br>Em julho, ocorre o acontecimento mais esperado, o arranque do MIBEL. |
| 2006 | Em novembro, ocorreu a XXII Cimeira Luso-Espanhola de Badajoz, onde foram tomadas várias decisões importantes para o arranque definitivo do MIBEL.<br>Na Assembleia da República nº23/2006 é aprovado o Acordo entre a República Portuguesa e o Reino de Espanha para a Constituição de um Mercado Ibérico da Energia Elétrica, que tinha sido assinado em Santiago de Compostela. |
| 2005 | Em fevereiro é defenida a sustentabilidade económica do OMIP, através do Despacho nº4673/2005(2ª série)<br>Nos dias 18 e 19 de Novembro, realizou-se a XXI Cimeira Luso Espanhola de Évora, onde foi definido o novo calendário do arranque do MIBEL. |
| 2004 | Em outubro é assinado em Santiago de Compostela o Acordo entre a República Portuguesa e o Reino de Espanha, sobre a constituição do Mercado Ibérico de eletricidade. |
| 2003 | No mês de junho é aprovado os estatutos e modelo organizativo do Operador de Mercado Ibérico de Energia (OMIP).<br>Em agosto ocorre o estabelecimento de regras necessárias ao funcionamento do mercado no âmbito do MIBEL. |
| 2002 | Em março é apresentado um modelo de organização do Mercado Ibérico de Eletricidade. |
| 2001 | O mês de novembro é assinado um protocolo de colaboração entre as Administrações de Portugal e de Espanha para a criação do Mercado Ibérico de Eletricidade (MIBEL). |

## 3.6 Organização e Funcionamento do MIBEL

Como já referido inúmeras vezes, da Cimeira Luso-Espanhola realizada em 2002 resultou a criação do Operador de Mercado Ibérico, OMI. Este operador é composto por dois pólos: o pólo espanhol cujo operador já existia em Madrid, OMIE, e o pólo português, o OMIP. A estrutura desse mercado encontra-se representado na Figura 3.4.

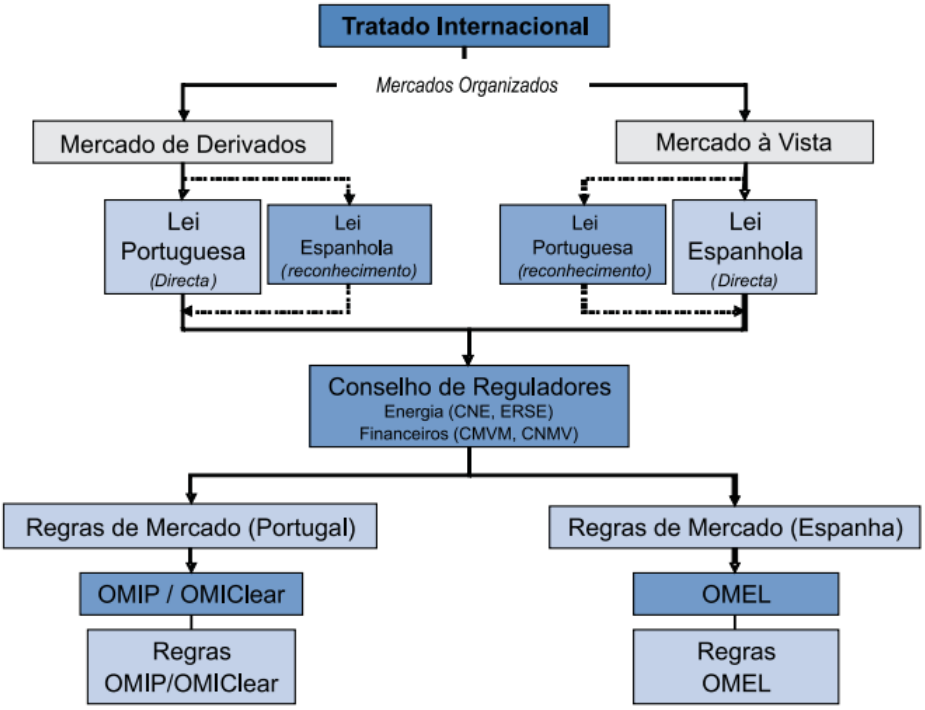



Figura 3.4: Modelo organizacional do Operador de Mercado Ibérico [30].

Em termos de funcionamento do MIBEL, este mercado aplica na prática um modelo misto, que integra o mercado em pool simétrico e voluntário, sob a forma de Mercados Diário e Intradiário, com a possibilidade de realizar contratos bilaterais físicos e financeiros. No mercado grossista de eletricidade do MIBEL existe uma série de modalidades de contratação que se podem estabelecer, tais como:

- Um mercado de contratação a prazo, onde se estabelecem compromissos futuros de produção e compra de eletricidade gerido pelo OMIP;
- Um mercado de contratação à vista com uma componente de contratação diária e outra de ajustes intradiários, estabelecendo-se programas de compra e venda de eletricidade para o dia seguinte gerido pelo OMIE;
- Mercados de serviços de sistema para o ajustamento do equilíbrio da produção e consumo de eletricidade gerido pelos Operadores de Sistema;

- Um mercado de contratação bilateral, em que os agentes intervenientes compram e vendem eletricidade para diferentes horizontes temporais [30] [31].

Importa referir que no enquadramento atual legal e regulamentar em vigor em Portugal, a produção em regime especial é adquirida na sua totalidade pelo comercializador de último recurso (EDP Serviço Universal), que desconta as previsões das aquisições à PRE à energia necessária para fornecer os seus clientes finais, determinando assim a procura que dirige ao mercado grossista [31].

## 3.7 OMIP

O OMIP, Operador de Mercado Ibérico Pólo Português, foi criado no dia 16 de junho de 2003 com a ideia de contribuir para a eliminação do risco de contraparte, próprio das operações a prazo e lidar com as limitações provenientes dos contratos bilaterais [30]. Opera conjuntamente com a *OMIClear*, sociedade constituída e detida totalmente pelo OMIP, funcionado esta como Câmara de Compensação e Contraparte Central das operações realizadas no mercado.

Este Operador tem como principais objetivos os seguintes:

- Contribuir para o desenvolvimento do mercado Ibérico de eletricidade;
- Promover preços de referência Ibéricos;
- Disponibilizar instrumentos eficientes de gestão de risco;
- Superar algumas das limitações do Mercado de contratos bilaterais [32].

A *OMIClear*, como entidade gestora pela Plataforma de Compensação do Mercado de derivados Ibéricos, desempenha uma série de funções necessárias para a correta regulação e liquidação de operações, tais como:

- Admissão dos participantes aos serviços prestados pela OMIClear;
- Promoção do registo de operações e respetiva compensação e liquidação;
- Controlo do risco assumido pelos titulares das posições registadas;
- Supervisão, em coordenação com as autoridades, dos procedimentos de registo, compensação e liquidação das operações [33].

A estrutura da organização e da ação conjunta entre o OMIP e *OMIClear* está representada na Figura 3.5 .




Figura 3.5: Estrutura do mercado de contratação a curto prazo do MIBEL [34].

Os instrumentos transacionados no OMIP dizem respeito a contratos de compra e venda de energia para um certo intervalo de tempo (dia, mês, trimestre e ano). O tipo de instrumentos transacionados depende das necessidades de gestão de risco e de troca de eletricidade pelos diferentes agentes.

Atualmente, o OMIP dispões dos seguintes instrumentos:

- Contratos de Futuros – dizem respeito a contratos de compra e venda de energia, em que o comprador se compromete a adquirir eletricidade no período de entrega e o vendedor a colocar essa mesma energia a certo preço no momento da transação. Os agentes não se relacionam diretamente entre si, sendo a Câmara de Compensação a responsável por liquidar as margens diárias e o contrato na data ou período de entrega. Este tipo de contratos tem liquidações diárias (margens) entre o preço de transação e a cotação de mercado (a futuro) de cada dia;

- Contratos *Forward* – são contratos muito idênticos aos mencionados acima, no entanto, este tipo de contratos 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, pelo que cabe à Câmara de Compensação a responsabilidade de liquidar as margens diárias e o contrato na data ou período de entrega;

- Contratos SWAP - são contratos em que se troca uma posição em preço variável por uma posição de preço fixo, ou vice-versa, dependendo apenas do sentido da troca. Estes tipos de contratos destinam-se a gerir ou tomar risco financeiro, não existindo, por isso, entrega do produto subjacente, mas apenas a liquidação das margens correspondentes [35].

Os produtos mais transacionados são os contratos de Futuros.

## 3.8 OMIE

O Operador do Mercado Ibérico de Energia, OMIE, herdou as responsabilidades do Operador de Mercado que iniciou as suas atividades em 1998, estando sediado em Madrid [36]. É a entidade gestora do mercado sport de contratação à vista, com uma componente diária e outra de ajustes intradiários, onde se estabelecem programas de venda e compra de energia elétrica para o dia seguinte. Assim que a OMIE é a entidade responsável pela realização das liquidações dos mercados diários e intradiários. De acordo com os seus estatutos pode-se afirmar que as suas principais funções são:

- Desenvolvimento e gestão económica dos preços dos mercados de eletricidade e de outros mercados onde se negociam outro tipo de energias, sejam eles mercados nacionais ou internacionais;

- Gestão e liquidação das transações nos mercados já referidos, sejam operações nacionais ou internacionais [37].

### 3.8.1 Mercado Diário

O mercado diário no MIBEL corresponde à plataforma em que se transaciona a energia elétrica que é negociada para o dia seguinte ao da negociação. Nesta plataforma de mercado diário estipula-se um preço para cada uma das 24 horas de cada dia e para todos os dias do ano. A hora de negociação é determinada pela hora legal espanhola (HOE). Nesta plataforma, os agentes intervenientes são os produtores disponíveis que não estejam associados a contratos bilaterais e que, devido a tal razão, são obrigados a apresentar propostas no mercado diário e ainda os comercializadores não residentes considerados vendedores. No que toca aos agentes compradores devem ser considerados os comercializadores de último recurso, comercializadores, consumidores e agentes externos registados como compradores.

O mercado diário funciona com base no modelo de *Pool* Simétrico, *Day Ahead Market*, voluntário e não obrigatório. No que diz respeito à obtenção do preço de mercado, esse processo foi esclarecido no Capitulo 2. Este mercado implica que todos os compradores paguem o mesmo preço e todos os vendedores recebam esse mesmo preço, designando-se assim por modelo de preço marginal único.

Outro ponto importante, é o facto de estarem compreendidos neste mercado dois países, Portugal e Espanha, pelo que se torna necessário prever se as trocas de energia negociadas não provocam problemas nas interligações, ou seja, é necessário obter o valor da capacidade de interligação comercial disponível em cada período da transação para verificar se o despacho é viável. Em caso de se considerar o despacho inviável devido a congestionamento nas linhas, é utilizado o processo de resolução que se baseia na aplicação do *Market Splitting* [38]. De salientar que tanto o tema da capacidade das interligações entre os dois países como o processo de *Market Splitting* serão abordados nos subcapítulos seguintes do presente Capítulo.

No MIBEL, as ofertas de compra e venda de energia elétrica podem conter entre 1 a 25 lanços para cada hora, incluindo o preço e energia em questão. No entanto, o preço será de ordem crescente em cada lanço das vendas e decrescente nas ofertas de compra. No que diz respeito às ofertas de venda de energia que são comunicadas ao Operador de Mercado pelos vendedores, estas podem ser simples ou complexas. As propostas simples, baseiam-se em propostas económicas para cada hora expressando o preço e quantidade da energia a negociar. As complexas, para além do preço e quantidade de energia a negociar, podem incluir algumas ou todas as condições técnicas e económicas, citadas em seguidas:

- Condição de indivisibilidade: permite fixar no primeiro lanço de cada hora um valor mínimo de funcionamento, sendo que este valor só pode ser dividido pela aplicação de regras de distribuição em caso de o preço ser diferente de zero;
- Graduação de carga: permite estabelecer a diferença máxima entre a energia no início e no final de uma hora para uma unidade de produção, o que limita a variação de energia em função do resultado da hora anterior e da seguinte. Assim, pretende-se evitar mudanças bruscas nas unidades de produção que não podem tecnicamente ocorrer;
- Remuneração mínima: permite a realização de ofertas para todas as horas, embora tenha em consideração que a unidade de produção não participa no resultado da concertação do dia, se não obtiver para o conjunto da sua produção do dia uma remuneração superior a uma quantidade especificada. Essa quantidade é estabelecida em euros, acrescendo uma remuneração variável estabelecida em euro por cada MWh concertado;
- Paragem programada: permite que, em caso de uma unidade de produção ter sido retirada devido à falha da condição anterior, realiza uma paragem programada com tempo máximo de três horas [39].

Na Figura 3.6, é possível verificar a organização das curvas de compra e venda, para a hora 10 do dia 22 de março de 2017. O ponto em que ocorre o cruzamento das curvas de compra e as curvas de venda representa o preço de mercado. Também se pode observar a influência das condições de complexidade visto que a curva de venda deixa de ser a laranja e passa a ser a representada a vermelho.

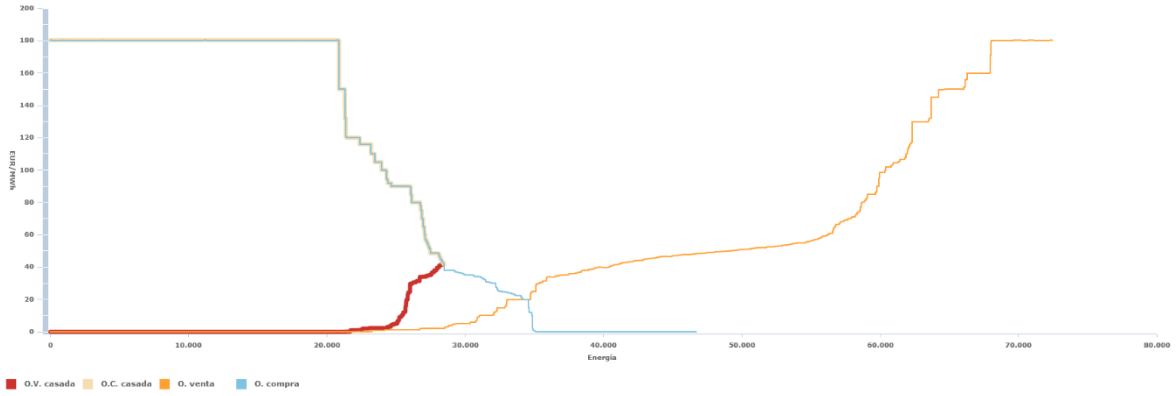



Figura 3.6: Curvas agregadas de venda e compra no OMIE para a hora 10 do dia 22 de março de 2017 [40].

### 3.8.2 Mercado Intradiário

O Mercado Intradiário do MIBEL é uma plataforma complementar à do mercado diário. Nesta plataforma ocorre a transação de energia elétrica para ajustar as quantidades transacionadas no mercado diário, pelo que é chamado também de mercado de ajustes.

Tem como objetivo principal gerir os desvios a curto prazo previstos para os programas de produção e consumo de energia, podendo ser aplicado para resolver problemas de congestionamento da rede de transporte e avarias de equipamentos, tais como a saída de serviço de um ou mais geradores.

Esta plataforma é estruturada em seis sessões ao longo do dia, como está representado na Figura 3.7. Em cada sessão é formado um preço para as horas objeto de negociação em cada uma das sessões. Assim, a primeira sessão determina o preço das últimas 4 horas do dia D-1 e para as 24 horas do dia D. A sexta sessão forma o preço para as últimas 9 horas do dia D. Deve referir-se que o dia D é o dia em que a eletricidade negociada é entregue fisicamente [41].

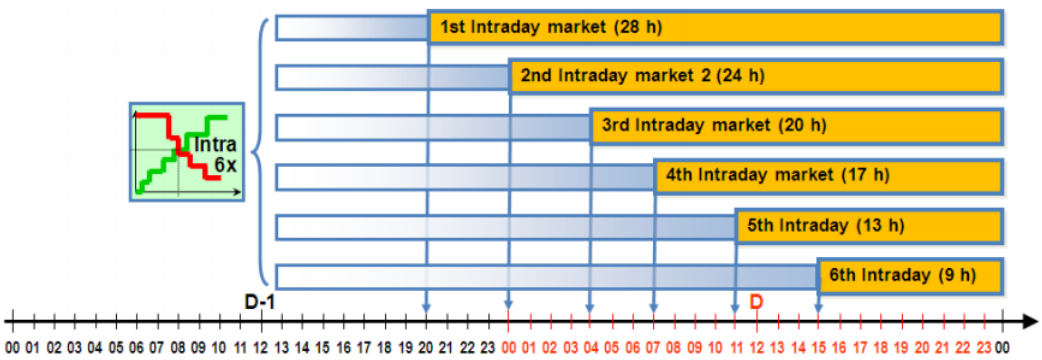



Figura 3.7: Cronologia da operação das sessões do mercado intradiário [41].

Tal como o mercado diário, este mercado cobre todas as horas do dia e todos os dias do ano. A hora de referência é a hora legal espanhola. As propostas de venda e de compra são provenientes

de diversos agentes registados para atuar no mercado diário, indicando por sessão o dia, hora, preço e quantidade de energia [38].

Em relação às ofertas de venda e de aquisição podem também elas ser simples ou complexas. As ofertas de venda simples são ofertas com um a cinco lanços e contêm um preço e uma quantidade de energia, sendo o preço crescente em cada lanço. Já as ofertas complexas, tal como no mercado diário, são as ofertas que cumprem os requisitos das ofertas simples, incluindo também certas condições, tais como [42]:

- Graduação de carga;
- Entradas mínimas;
- Aceitação completa na concertação do primeiro lanço da oferta de venda;
- Aceitação completa em cada hora na concertação do primeiro lanço da oferta de venda;
- Condição de numero mínimo de horas consecutivas de aceitação completa do primeiro lanço da oferta de venda;
- Energia máxima.

No que diz respeito às ofertas de aquisição, as ofertas simples são ofertas dos compradores para cada período e apresentam o preço e quantidade da energia. As complexas, são as que respeitam os requisitos das simples bem como certas condições tais como:

- Graduação de carga;
- Pagamentos máximos;
- Aceitação completa na concertação do primeiro lanço da oferta de compra;
- Aceitação completa em cada hora na concertação do primeiro lanço da oferta de compra;
- Condição de número mínimo de horas consecutivas de aceitação parcial ou completa do primeiro lanço da oferta de compra;
- Energia máxima [42].

## 3.9 *Market Splitting*

Como referido anteriormente, por vezes o despacho realizado pelo Operador de Mercado não é viável devido à ocorrência de congestionamentos da rede, principalmente nas interligações entre Portugal e Espanha, em que períodos em que a capacidade de interligação é insuficiente. Nesse caso, o método aplicado no MIBEL é a separação dos mercados dos dois países no Mercado Diário, denominado na literatura inglesa por *Market Splitting.*

Este processo entrou em funcionamento juntamente como MIBEL, no dia 1 de julho de 2007, e corresponde a um mecanismo de leilão de capacidade de interligação entre os dois países implícito nas licitações que as entidades participantes realizam no Mercado Diário [43].

A aplicação deste método leva a que se verifiquem preços distintos nos dois países, ficando mais elevado para o país importador, como seria de esperar. A sua existência leva também à origem de uma renda de congestionamento, que é atribuída aos operadores das redes de transporte de ambos os países. Para realizar investimentos futuros, com o objetivo de melhorar as interligações diminuído assim a possibilidade de ocorrência de congestionamentos [6].

Em termos de análise gráfica e para melhor entendimento do que o congestionamento provoca nos preços praticados no MIBEL, apresenta-se a Figura 3.8, em que se ilustram as alterações tanto no país exportador como no importador.

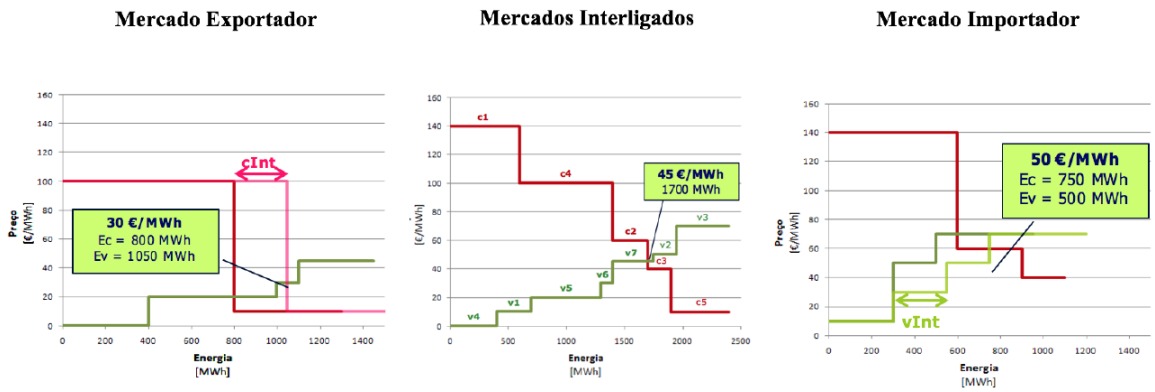



Figura 3.8: *Market Splitting* [9].

Quando ocorre congestionamento, na curva das ofertas de compra do sistema exportador é inserida uma quantidade de energia que corresponde à capacidade das interligações, com um preço elevado em €/MWh. Já a curva das ofertas de venda do país importador é deslocada para a direita de uma quantidade de energia equivalente à capacidade das interligações. Com isto justifica-se a diferença de preços entre os dois países e o seu maior valor no lado importador [7] [9].

## 3.10 Interligações

No que diz respeito às interligações, estas são importantíssimas pois são elas que permitem a troca de energia elétrica entre os dois países de uma forma eficaz e rentável. Como já referido a REN é a responsável pela rede de transporte em Portugal, sendo que esta entidade executa investimentos não só relacionados com o aumento da capacidade das linhas em Portugal, como também nas linhas que estabelecem a ligação com Espanha, bem como investimentos para integrar novos equipamentos de produção, melhorar o abastecimento dos consumos e a flexibilidade de adaptação da rede a novos comportamentos do parque produtor em ambiente de mercado [44].

A Tabela 3.2 representa as características técnicas das linhas de interligação em MAT, segundo o relatório da REN para o ano de 2016.

Tabela 3.2: Características das linhas de interligação.

| kV | Linha | Capacidade em regime nominal [MVA] | |
|---|---|---|---|
| | | Inverno | Verão |
| 400 | Alto Lindoso - Cartelle 1 | 1386 | 1386 |
| | Alto Lindoso - Cartelle 2 | 1386 | 1386 |
| | Falagueira - Cedillo | 1386 | 1300 |
| | Alqueva - Brovales | 1386 | 1280 |
| | Lagoaça - Aldeadávila | 1706 | 1469 |
| | Tavira - Puebla de Guzmán | 1386 | 1386 |
| 220 | Pocinho - Aldeadávila 1 | 435 | 374 |
| | Pocinho - Aldeadávila 2 | 435 | 374 |
| | Pocinho - Saucelle | 430 | 360 |
| 130 | Lindoso - Conchas | 131 | 90 |

De referir que a linha de 130 kV em regime normal de funcionamento se encontra desligada. De momento a capacidade de interligação ronda os 3000 MW no sentido Portugal-Espanha. No entanto, o objetivo de todos os investimentos é fazer com que essa capacidade seja superior a 3000 MW em ambos os sentidos. Esse objetivo será cumprido com a conclusão da futura linha de interligação de 400 kV entre Ponte de Lima e Fontefria, prevista para 2018 [44]. Na Figura 3.9 está representada a rede nacional de transporte no final do ano de 2016.

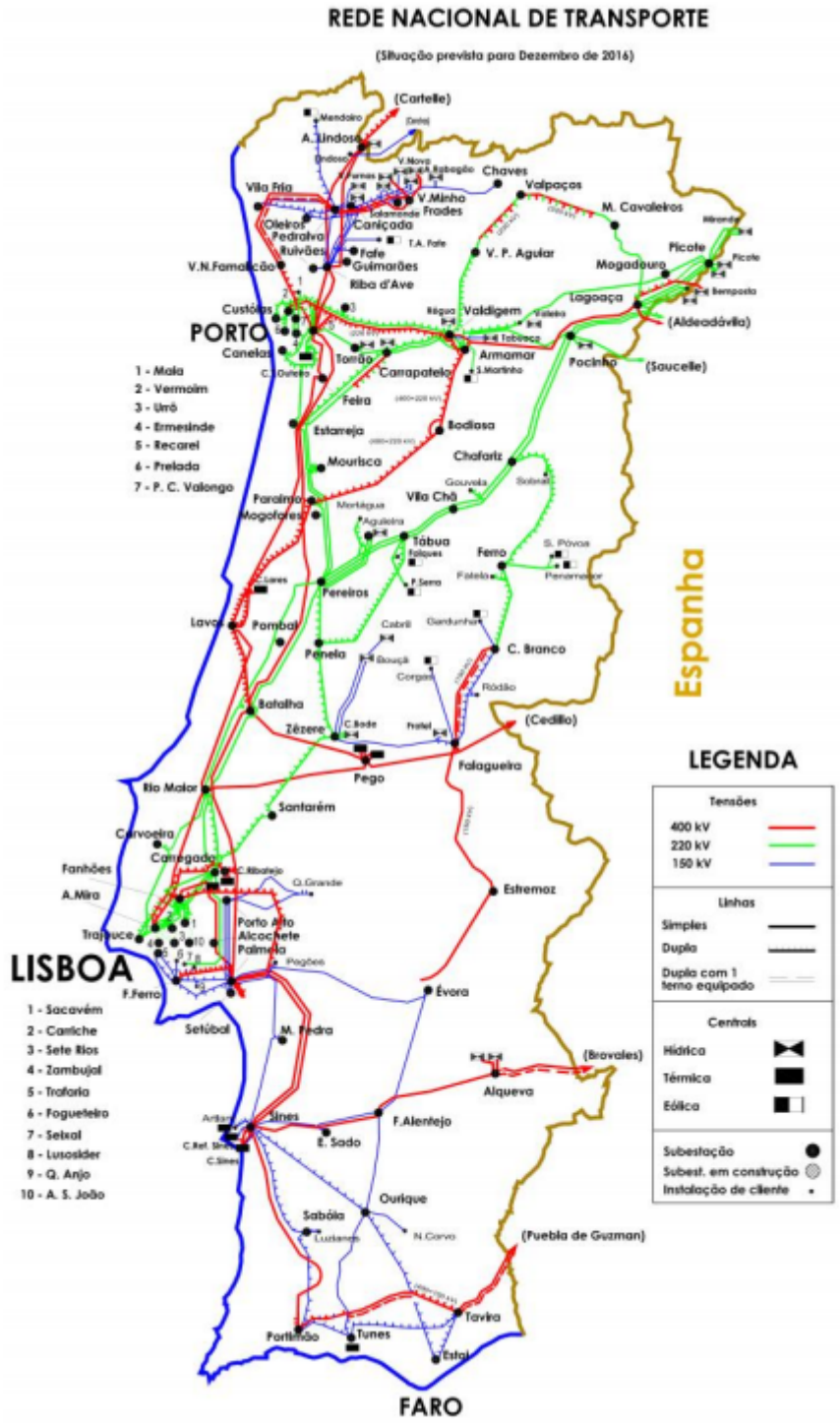



Figura 3.9: Mapa das interligações existentes entre Portugal e Espanha [44].

## 3.11 Serviços de Sistemas

No Mercado Ibérico de Eletricidade a contratação e ativação dos serviços de sistema é da responsabilidade dos Operadores de Sistema de cada país, pelo que são geridos de forma separada. Estes podem ser obrigatórios ou voluntários. A REN e REE têm a seu encargo o poder de decidir se é necessário ou não a compra destes serviços, sendo que estas mesmas entidades são responsáveis pela sua contratação. Em Portugal a abertura destes mercados coincidiu com a data de inicio do funcionamento do MIBEL, já no caso de Espanha, estes mercados existem desde 1998. Os serviços de sistema são:

- Reserva de controlo primário;
- Reserva de controlo secundário;
- Reserva de controlo terciário;
- Controlo de Tensão e Potência Reativa;
- *Black Start*.

As suas características já foram abordadas no Capitulo 2, sendo ainda de referir que nem todos estes serviços são renumerados. Com efeito apenas a reserva secundária e a reserva terciária são renumeradas em mercado, sendo estes controlados pelos Operadores de Sistema de cada país. Já o controlo de tensão, potência reativa, a reserva primária e o *Black Start* são de caráter obrigatório e não são renumerados em mercado [45].

## 3.12 Cronologia da Operação no MIBEL

Em jeito de resumo de todos os aspetos referidos anteriormente sobre o MIBEL, apresenta-se na Figura 3.10 um esquema resumo da cronologia do planeamento da operação do MIBEL desde o mercado diário até ao fornecimento de energia.

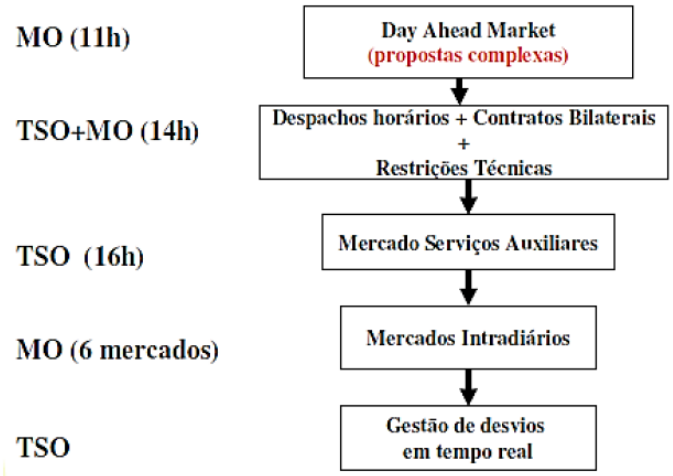



Figura 3.10: Cronologia da Operação do MIBEL [24].

Numa fase inicial, a decorrer no dia D-1, o Operador de Mercado (MO) organiza as propostas de compra e de venda para o dia seguinte. Essas propostas devem chegar até ao MO até as 11 horas do dia em questão. Mais tarde, é comunicado ao Operador de Sistema o despacho económico obtido, e em conjunto avaliam a viabilidade técnica desse mesmo despacho tendo em conta os contratos bilaterais. Por volta das 16 horas os Operadores de Sistema, caso o despacho seja viável, procede à contratação dos Serviços de Sistema necessários. Em caso do despacho não ser viável, procede-se a um conjunto de medidas para a resolução do problema, nomeadamente o processo de *Market Splitting* para resolver problemas de congestionamento nas interligações entre os dois países e mais tarde são realizados ajustes para resolução de problemas nas linhas internas de cada país.

No dia D, os Operadores de Sistema gerem o sistema em tempo real e efetuam os devidos ajustes através de reservas contratadas anteriormente.

## 3.13 Produção em Regime Especial no Sistema Elétrico Português

Tendo esta dissertação como tema a influência da Produção em Regime Especial nos preços do MIBEL, foi decidido abordar neste subcapítulo a evolução da PRE em Portugal.

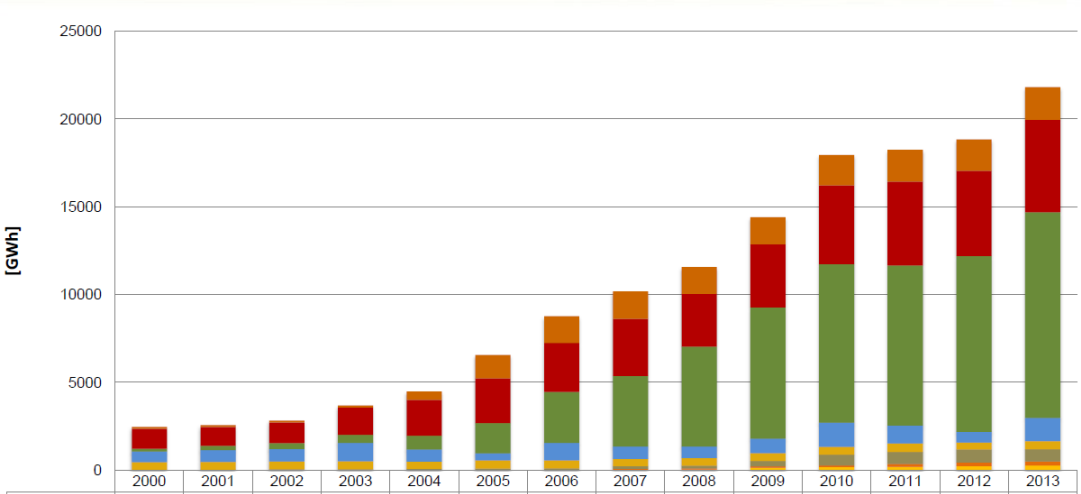
Ao longo dos últimos anos foram publicados alguns decretos aprovados pelo governo que definiam a produção em regime especial. A entidade produtora em regime especial foi consagrada no ordenamento jurídico português em 1988 através do Decreto-Lei nº 189/88 de 27 de maio, sendo mais tarde alterado pelos Decreto-Lei nº 168/99 e nº 321/2001, a 18 de maio e 10 de dezembro respetivamente. Seguidamente foi aprovado o Decreto-Lei nº176/2006 e por fim o Decreto-Lei nº 215-B/2012 de 8 de outubro [46].

Considera-se assim Produção em Regime especial, segundo estes decretos, a produção de energia elétrica:

- Com base em recursos hídricos em centrais até 10 MVA (podendo em alguns casos ir até 30 MVA);
- Que utilize fontes de energia renováveis ou com base em resíduos urbanos, industriais e agrícolas;
- Em baixa tensão, com potência instalada limitada a 150 kW;
- Por microprodução, com potencia instalada até 5,75 kW;
- Com base na cogeração [47].

A PRE em Portugal tem vindo a aumentar de ano para ano, tendo como grande justificação as suas vantagens ambientais bem como a diminuição da dependência externa que tem levado a inúmeros apoios por parte do governo. Em grande destaque tem estado a PRE com base nas tecnologias eólica e de cogeração. Por exemplo, em 2014, segundo a ERSE, a PRE contribuiu em 45% para a alimentação de o consumo de energia elétrica e cerca de 75% caso sejam considerados os grandes aproveitamentos hidroelétricos [48].

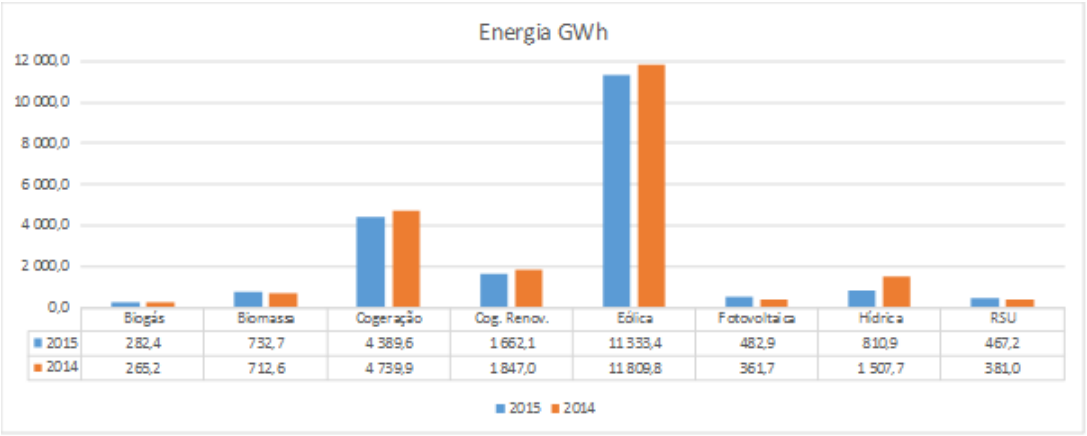
A Figura 3.11 representa a evolução da energia produzida pela PRE por tecnologia desde 2000 a 2013. De notar que a maior evolução foi registada na eólica, passando de 152,8 GWh em 2000 para 11748,7 GWh em 2013, um aumento notável. As restantes tecnologias, como a fotovoltaica, biomassa e as mini-hídricas, aumentaram, mas de forma mais diminuta.




| | 2000 | 2001 | 2002 | 2003 | 2004 | 2005 | 2006 | 2007 | 2008 | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Cog. Renov. | 104.2 | 89.3 | 104.9 | 128.7 | 462.9 | 1331.1 | 1508.0 | 1565.4 | 1519.4 | 1542.6 | 1733.9 | 1810.8 | 1788.9 | 1861.4 |
| Outra Coger. | 1147.7 | 1087.1 | 1180.8 | 1549.7 | 2051.9 | 2539.5 | 2806.3 | 3252.3 | 3010.8 | 3590.4 | 4480.4 | 4768.4 | 4847.2 | 5269.2 |
| Eólica | 152.8 | 237.6 | 337.3 | 465.7 | 782.7 | 1728.2 | 2891.9 | 4017.9 | 5690.8 | 7480.1 | 9031.9 | 9128.1 | 10014.5 | 11708.8 |
| Hídrica PRE | 601.7 | 675.4 | 707.6 | 1038.7 | 694.9 | 393.3 | 991.8 | 697.3 | 658.6 | 816.2 | 1374.1 | 1016.8 | 619.3 | 1324.7 |
| RSU | 446.7 | 442.2 | 448.4 | 456.3 | 412.7 | 471.5 | 460.3 | 425.3 | 441.4 | 457.6 | 454.3 | 485.6 | 394.6 | 470.5 |
| Biomassa | 6.9 | 20.7 | 39.4 | 43.1 | 54.0 | 59.7 | 71.3 | 148.6 | 146.2 | 304.9 | 611.9 | 687.8 | 741.8 | 683.9 |
| Biogás | 0.1 | 0.1 | 0.1 | 0.1 | 9.0 | 25.3 | 23.8 | 46.6 | 59.1 | 70.6 | 92.2 | 152.3 | 202.3 | 238.3 |
| Fotovoltaica | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.3 | 20.4 | 33.4 | 139.5 | 167.0 | 188.7 | 221.1 | 256.4 |

Figura 3.11: Evolução da energia em regime especial por tecnologia, desde 2000 a 2013 [48].

Já em anos mais recentes, como em 2014 e 2015 a Figura 3.12 indica que os parques eólicos continuaram a ser a grande aposta na produção em regime especial, tendo-se registado um ligeiro aumento da fotovoltaica em relação a 2013.

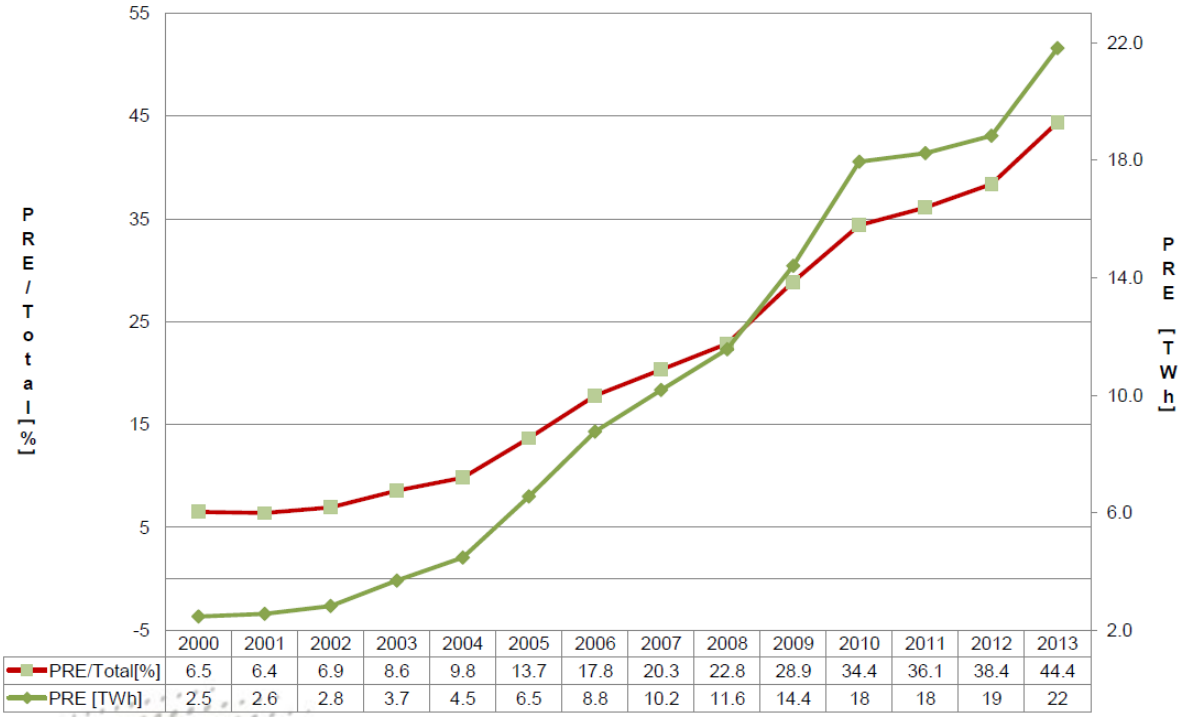



| | Biogás | Biomassa | Cogeração | Cog. Renov. | Eólica | Fotovoltaica | Hídrica | RSU |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 2015 | 282,4 | 732,7 | 4 389,6 | 1 662,1 | 11 333,4 | 482,9 | 810,9 | 467,2 |
| 2014 | 265,2 | 712,6 | 4 739,9 | 1 847,0 | 11 809,8 | 361,7 | 1 507,7 | 381,0 |

Figura 3.12: Evolução da energia em regime especial por tecnologia em 2014 e 2015 [48].

No que diz respeito à contribuição da PRE para a satisfação anual do consumo desde o ano 2000 até 2013, é possível afirmar e com base na Figura 3.13, que foi a partir do ano de 2004 que

se registou um grande aumento nessa contribuição, tendo-se verificado um grande aumento entre os anos 2008 e 2010. No ano de 2000 a contribuição era cerca de 7% do consumo total, que corresponde a aproximadamente 2,3 TWh de produção. Este valor subiu para cerca de 45% do consumo no ano de 2013, correspondente a um valor que ronda os 22 TWh.




| | 2000 | 2001 | 2002 | 2003 | 2004 | 2005 | 2006 | 2007 | 2008 | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| PRE/Total[%] | 6.5 | 6.4 | 6.9 | 8.6 | 9.8 | 13.7 | 17.8 | 20.3 | 22.8 | 28.9 | 34.4 | 36.1 | 38.4 | 44.4 |
| PRE [TWh] | 2.5 | 2.6 | 2.8 | 3.7 | 4.5 | 6.5 | 8.8 | 10.2 | 11.6 | 14.4 | 18 | 18 | 19 | 22 |

Figura 3.13: Contribuição anual da PRE para a satisfação do consumo [48].

Em relação ao preço médio anual pago à PRE, na Figura 3.14 estão representados os valores desde o ano 2000 até 2013. É possível verificar que o custo médio foi aumentando progressivamente, sendo que a diferença entre o preço de referência do mercado regulado e o custo da PRE no ano de 2013 foi de 56,3 €/MWh.

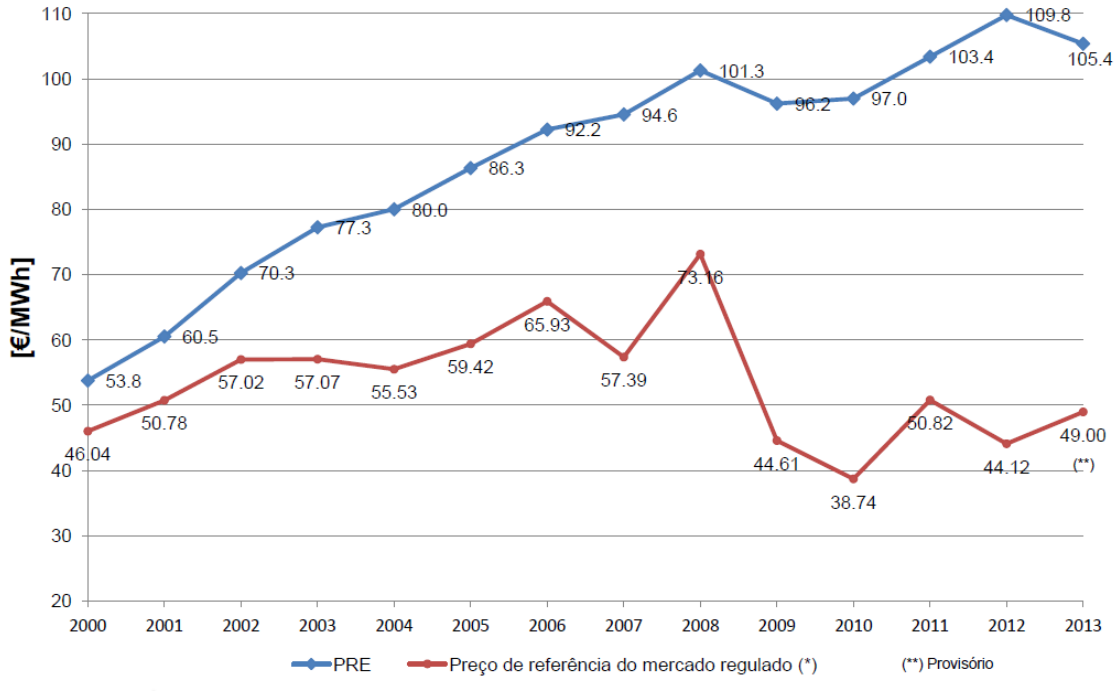



Figura 3.14: Valor de referência do mercado regulado [48].

Na Figura 3.15 estão representados os valores para o ano de 2015 e 2014 no que diz respeito ao preço por tecnologia. É de notar que os custos se mantêm na ordem dos 90/100 €/MWh para grande parte das tecnologias, com a exceção da fotovoltaica que independentemente do ano registou valores altos, na ordem dos 300 €/MWh.

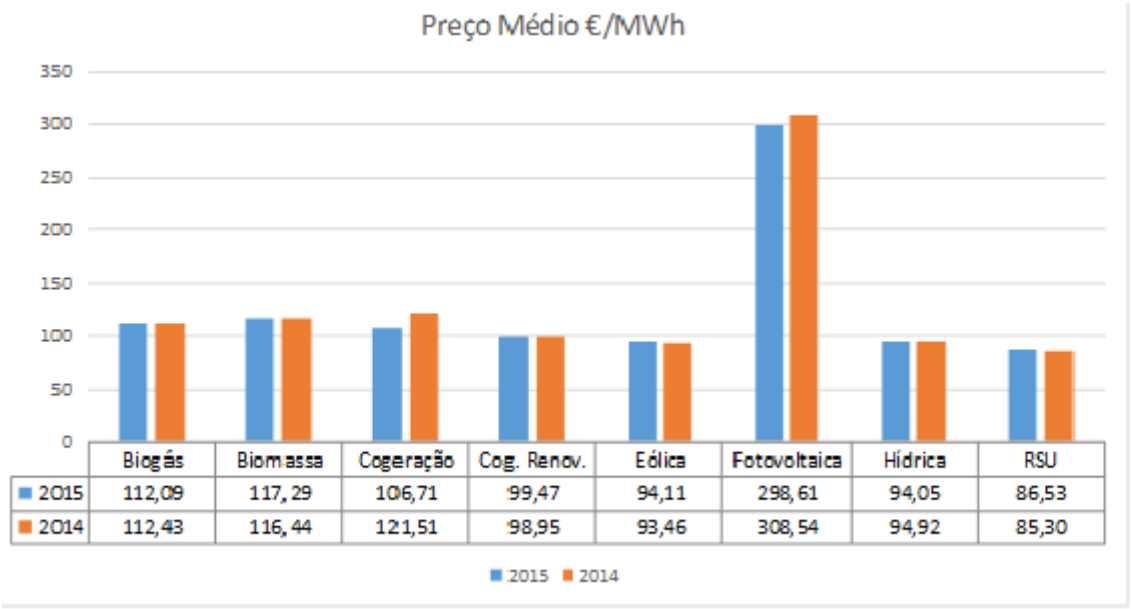



Figura 3.15: Custo médio por tecnologia no ano de 2014 e 2015 [48].

De referir que todos estes dados foram obtidos em documentos publicados pela ERSE, sendo que esta entidade extrai esses mesmos da plataforma *Business Intelligence* alimentada diretamente pelas empresas com responsabilidade na aquisição da PRE, como a EDP SU, a EEM e EDA. Estes valores são apenas referentes a Portugal Continental. Sobre os valores do ano de 2016, estes serão tratados com maior pormenor no capitulo seguinte [47].

## 3.14 Tarifas do SEN

Segundo o Regulamento Tarifário, o sistema tarifário bem como a metodologia de cálculo das tarifas deve promover a transparência e justiça das tarifas, garantir a qualidade do fornecimento de energia elétrica e a estabilidade da evolução tarifária.

Como tal, é necessário garantir a inexistência de subsidiação cruzada nas tarifas de venda a clientes finais e nas tarifas de acesso, pelo que se torna imprescindível que essas mesmas tarifas sejam calculadas de forma aditiva, para que cada cliente apenas pague valores que decorrem dos custos provocados no sistema. Para tal é necessário que a tarifa que se aplica a um cliente seja resultado das tarifas por atividade. Estas tarifas são calculadas de forma a garantir a cada atividade um certo retorno financeiro calculado com base no Regulamento Tarifário [49].

Assim, o sistema tarifário português é constituído por tarifas elementares e compostas. As elementares são:

- Tarifa de Energia: reflete os custos marginais da produção de energia elétrica, podendo ser decomposta em 4 períodos: cheia, ponta, vazio normal e supervazio;
- Tarifa de Uso Global do Sistema (TUGS): proporciona proveitos da atividade de Uso Global do Sistema e da atividade de compra e venda de energia elétrico do agente comercial;
- Tarifas de Uso da Rede de Transporte (TURT: relativa aos custos da atividade de transporte em MAT e AT;
- Tarifas de Uso da Rede de Distribuição (TURD): aplica-se em AT, MT e em BT, sendo que reflete os custos da atividade de distribuição nesses mesmo níveis;
- Tarifas de Comercialização: diz respeito aos custos da atividade de comercialização dos comercializadores regulados e aplica-se em MAT, AT, MT, BTE e em BTN.

No que diz respeito às tarifas compsotas podem referir-se:

- Tarifa de Venda do Operador da Rede de Transporte: inclui a TURT e a TUGS;
- Tarifa de Acesso às Redes: corresponde à soma da TUGS, da TURT e da TURD;
- Tarifa de Venda a Clientes Finais do Comercializador de Último Recurso: é a soma da Tarifa de Acesso, da Tarifa de Energia e da Tarifa de Comercialização [1].

A Tarifa de Acesso é paga por todos os clientes regulados e livres, sendo que os clientes livres escolhem o seu comercializador e negoceiam livremente os preços de fornecimento de energia e de comercialização. A Figura 3.16 representa o esquema do sistema tarifário, mais propriamente das Tarifas de Acesso a aplicar aos clientes livres.




Figura 3.16: Tarifas de Acesso aplicadas aos clientes livres [49].

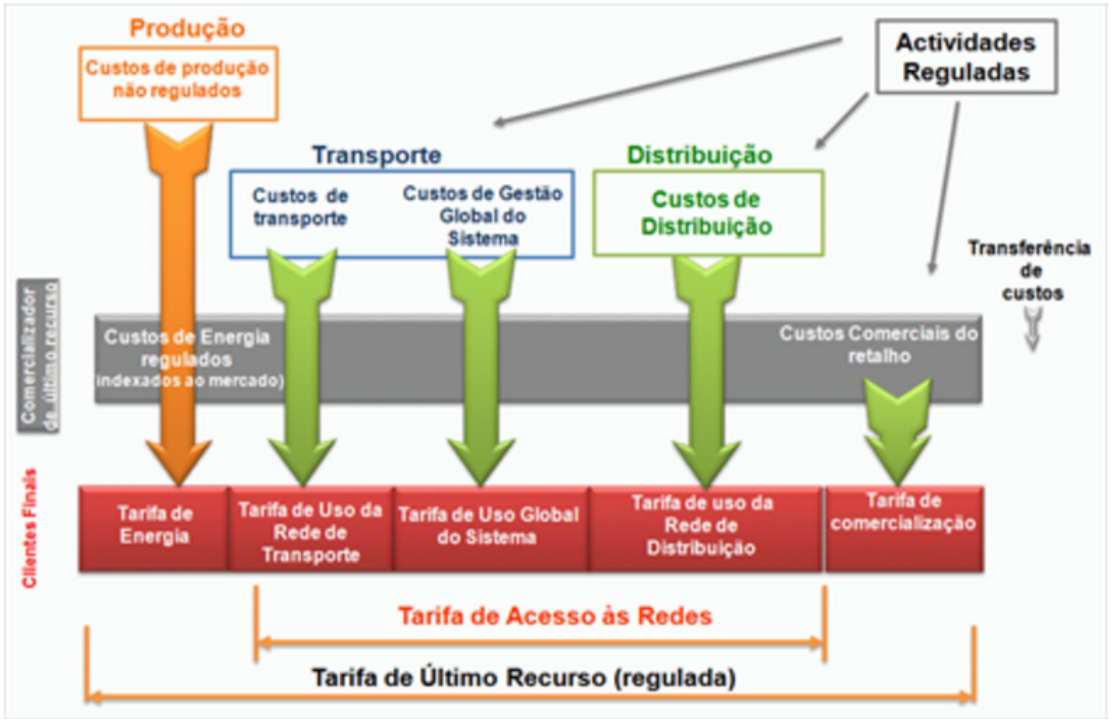



Figura 3.17: Tarifas de venda a clientes finais regulados [49].

# Capítulo 4

# Metodologia Implementada

## 4.1 Introdução

Serve este presente Capítulo para explicar a metodologia utilizada no tratamento de dados para a obtenção dos resultados apresentados nesta dissertação. Aproveita-se também este Capítulo para uma apresentação e explicação da aplicação computacional desenvolvida em *MatLab* que implementa a metodologia utilizada, permitindo assim analisar períodos mais alargados de uma forma automática e mais sistemática.

A metodologia desenvolvida tem como objetivo principal o cálculo do novo preço marginal da energia negociada após os valores das energias produzidas pelas distintas tecnologias de PRE terem sido intencionalmente alterados. De referir que foi atribuído ao utilizador a possibilidade de escolha tanto do período a analisar bem como das percentagens e das tecnologias que deseja alterar. No entanto, ambas estas possibilidades estão limitadas, pois o ano de análise será sempre 2016, pelo que o utilizador apenas poderá selecionar uma hora, um dia em completo ou até mesmo da totalidade de um mês deste ano.

Já no que diz respeito às tecnologias e percentagens, o utilizador apenas poderá alterar uma tecnologia de cada vez, devido ao facto de ser atribuída a mesma importância a qualquer uma delas, ficando assim a quantidade de energia produzida como o único aspeto influenciador. As percentagens escolhidas podem adquirir qualquer valor. No entanto foram analisados apenas escalões de 10, 25, 50, 75 e 100%. As tecnologias alteradas separadamente foram a PRE Eólica, a PRE Hídrica juntamente com a produção oriunda de Fios-de-Água, a PRE Fotovoltaica e a PRE Total em Portugal, sendo esta última resultante apenas da soma das referidas anteriormente. Todos estes aspetos foram decididos e acordados numa reunião com o Engenheiro José Sousa para que fossem analisados aspetos pretendidos pela própria EDP Gestão da Produção. Outro aspeto que ficou esclarecido e acordado da mesma reunião foi o facto de ser analisada não só a influência nos preços devido a cenários de crescimento da PRE, mas sim também devido a cenários de diminuição da PRE, sendo que apenas se estudou este caso para um escalão de 25%. Esta situação será exemplificada no Capítulo 5.

Para tal análise foram utilizados dados tais como as propostas de mercado do MIBEL disponíveis no site do Operador de Mercado Ibérico Espanhol, OMIE, bem como os dados da PRE em Portugal no ano de 2016 fornecidos pelo Engenheiro José Sousa e presentes no site da REN.

O processo utilizado para o cálculo do novo preço marginal baseia-se na aplicação do modelo *Pool* Simétrico explicado no Capítulo 2, Secção 2.4.3 ilustrado na Figura 2.6.

## 4.2 Metodologia Desenvolvida

Esta metodologia tem como base o uso do programa *MatLab* para o tratamento de dados, para a construção gráfica e posterior manipulação das curvas agregadas de compra e venda do mercado de eletricidade para um determinado período de tempo. Para tal foram elaborados dois *scripts* independentes que são explicados em seguida de acordo com as funções por eles executadas.

Como já referido, os dados das propostas de mercado são retirados do site OMIE, donde é possível fazer o download de um ficheiro *Excel* que correspondente a uma determinada hora de um determinado dia do ano de 2016. A Figura 4.1 diz respeito a um pequeno excerto do documento referente à hora 2 do dia 3 de janeiro de 2016.

| | A | B | C | D | E | F | G | H |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 1 | OMIE - Mercado de electricidad | | | | | | | |
| 2 | | | | | | | ***Mercado diario - Hora 2*** | |
| 3 | | | | | | | | |
| 4 | Hora | Fecha | Pais | Unidad | Tipo Oferta | Energía Compra/Venta | Precio Compra/Venta | Ofertada (O)/Casada (C) |
| 5 | 2 | 03/01/2016 | MI | | C | 34,4 | 180,30 | O |
| 6 | 2 | 03/01/2016 | MI | | C | 1,5 | 180,30 | O |
| 7 | 2 | 03/01/2016 | MI | | C | 419,0 | 180,30 | O |
| 8 | 2 | 03/01/2016 | MI | | C | 1 617,8 | 180,30 | O |
| 9 | 2 | 03/01/2016 | MI | | C | 1 096,2 | 180,30 | O |
| 10 | 2 | 03/01/2016 | MI | | C | 344,5 | 180,30 | O |
| 11 | 2 | 03/01/2016 | MI | | C | 650,5 | 180,30 | O |
| 12 | 2 | 03/01/2016 | MI | | C | 307,4 | 180,30 | O |
| 13 | 2 | 03/01/2016 | MI | | C | 0,8 | 180,30 | O |
| 14 | 2 | 03/01/2016 | MI | | C | 0,6 | 180,30 | O |
| 15 | 2 | 03/01/2016 | MI | | C | 3,3 | 180,30 | O |
| 16 | 2 | 03/01/2016 | MI | | C | 779,3 | 180,30 | O |
| 17 | 2 | 03/01/2016 | MI | | C | 1 832,0 | 180,30 | O |
| 18 | 2 | 03/01/2016 | MI | | C | 2 677,3 | 180,30 | O |
| 19 | 2 | 03/01/2016 | MI | | C | 15,0 | 180,30 | O |
| 20 | 2 | 03/01/2016 | MI | | C | 0,2 | 180,30 | O |
| 21 | 2 | 03/01/2016 | MI | | C | 823,9 | 180,30 | O |
| 22 | 2 | 03/01/2016 | MI | | C | 136,0 | 180,30 | O |
| 23 | 2 | 03/01/2016 | MI | | C | 76,3 | 180,30 | O |
| 24 | 2 | 03/01/2016 | MI | | C | 3,3 | 180,30 | O |
| 25 | 2 | 03/01/2016 | MI | | C | 7,5 | 180,30 | O |
| 26 | 2 | 03/01/2016 | MI | | C | 343,6 | 180,30 | O |
| 27 | 2 | 03/01/2016 | MI | | C | 10,2 | 180,30 | O |
| 28 | 2 | 03/01/2016 | MI | | C | 6,9 | 180,30 | O |
| 29 | 2 | 03/01/2016 | MI | | C | 0,5 | 180,30 | O |
| 30 | 2 | 03/01/2016 | MI | | C | 0,5 | 180,30 | O |
| 31 | 2 | 03/01/2016 | MI | | C | 2,6 | 180,30 | O |
| 32 | 2 | 03/01/2016 | MI | | C | 3,2 | 180,30 | O |

Figura 4.1: Excerto do documento relativo à hora 2 do dia 3 de janeiro de 2016.

Como se pode observar pela Figura 4.1, nesse documento é possível obter diversa informação, como por exemplo:

- Hora;
- Data;
- País, em que MI diz respeito ao MIBEL e aquando da ocorrência de Market Splitting opta-se por fazer o download dos dados referentes a Portugal, pelo que aparecerá PT;
- Tipo de oferta: compra (C) ou venda (V);
- Energia;
- Preço;
- Estado: casada (C) ou ofertada (O).

Este passo de aquisição dos valores das distintas propostas de mercado pode ser repetido manualmente para todos os ficheiros necessários à análise do período selecionado, ou até mesmo manipular o *script* criado em *MatLab* para que em cada sessão iniciada pelo utilizador seja realizado o download de todos os documentos necessários.

No entanto ambas as soluções referidas têm defeitos, pois manualmente demoraria imenso tempo e no caso de se fazer o download sempre que se escolhe um período de análise obrigaria ao acesso à internet no momento da análise. Assim optou-se por desenvolver um *script* independente do que irá tratar os dados, muito semelhante ao fornecido pelo Engenheiro José Sousa, para que fossem executados todos os downloads de todas as horas do ano de 2016. Considera-se esta opção a mais viável pelo simples facto de que já sabemos à partida que o intervalo de tempo a analisar será sempre o ano de 2016. Assim, a segunda aplicação desenvolvida em *MatLab* terá acesso a todos os documentos necessários sempre que assim se desejar. De salientar que nas horas em que ocorre *Market Splitting* a aplicação tem a capacidade de escolher o país Portugal e apenas realiza o download das propostas de mercado desse mesmo país.

Em relação aos valores da PRE em Portugal por tecnologia, como já referido, toda a informação foi fornecida pelo Eng. José Sousa. No entanto decidiu-se modificar e organizar o documento para que a sua leitura se tornasse mais rápida e acessível por parte do *MatLab*. A Figura 4.2 representa um excerto desse mesmo documento, onde se pode observar os distintos valores de energia produzida pelas diferentes tecnologias de PRE Fotovoltaica, PRE Eólica, PRE Hídrica juntamente com os Fios-de-Água e a PRE Total, sendo esta última parcela a soma das tecnologias anteriormente referidas.

| Data | Mes | Dia | Hora | Preco | Fios de Agua | PRE Hidraulico | PRE Eolica | PRE Fotovoltaico | PRE Hídrica + fios-de-água | PRE Total |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 01/01/2016 | 1 | 1 | 1 | 48,55 | 436,525 | 140,825 | 1869,15 | 0 | 577,35 | 2446,5 |
| 01/01/2016 | 1 | 1 | 2 | 40 | 236,975 | 136,85 | 2131,125 | 0 | 373,825 | 2504,95 |
| 01/01/2016 | 1 | 1 | 3 | 33,1 | 229,3 | 141,175 | 2226,6 | 0 | 370,475 | 2597,075 |
| 01/01/2016 | 1 | 1 | 4 | 28,11 | 158,55 | 152,425 | 2171,975 | 0 | 310,975 | 2482,95 |
| 01/01/2016 | 1 | 1 | 5 | 27,13 | 102,775 | 134,325 | 2533,325 | 0 | 237,1 | 2770,425 |
| 01/01/2016 | 1 | 1 | 6 | 25,91 | 270,075 | 130,475 | 2668,175 | 0 | 400,55 | 3068,725 |
| 01/01/2016 | 1 | 1 | 7 | 25,1 | 379,05 | 120,225 | 2904,4 | 0 | 499,275 | 3403,675 |
| 01/01/2016 | 1 | 1 | 8 | 19,25 | 303,65 | 134,575 | 3203 | 0,225 | 438,225 | 3641,45 |
| 01/01/2016 | 1 | 1 | 9 | 17,73 | 372,775 | 185,7 | 3240,75 | 12,7 | 558,475 | 3811,925 |
| 01/01/2016 | 1 | 1 | 10 | 19,77 | 422,95 | 207,25 | 3493,675 | 43,125 | 630,2 | 4167 |
| 01/01/2016 | 1 | 1 | 11 | 23,75 | 418,4 | 210,45 | 3711,975 | 75,7 | 628,85 | 4416,525 |
| 01/01/2016 | 1 | 1 | 12 | 26,03 | 449,8 | 218,3 | 3915,975 | 90,35 | 668,1 | 4674,425 |
| 01/01/2016 | 1 | 1 | 13 | 27,06 | 341,15 | 237,5 | 4058,175 | 61,6 | 578,65 | 4698,425 |
| 01/01/2016 | 1 | 1 | 14 | 26,59 | 288,825 | 238,775 | 4076,05 | 76,025 | 527,6 | 4679,675 |
| 01/01/2016 | 1 | 1 | 15 | 25 | 266,175 | 252,075 | 4008,925 | 61,575 | 518,25 | 4588,75 |
| 01/01/2016 | 1 | 1 | 16 | 20,06 | 346,825 | 253,975 | 3868,15 | 30 | 600,8 | 4498,95 |
| 01/01/2016 | 1 | 1 | 17 | 19,43 | 303,325 | 260,6 | 3785,925 | 10,075 | 563,925 | 4359,925 |
| 01/01/2016 | 1 | 1 | 18 | 24,57 | 415,55 | 263,4 | 3685,125 | 0,3 | 678,95 | 4364,375 |
| 01/01/2016 | 1 | 1 | 19 | 33,11 | 467,675 | 271,525 | 3190,95 | 0 | 739,2 | 3930,15 |
| 01/01/2016 | 1 | 1 | 20 | 35,34 | 373,75 | 267,6 | 2901,475 | 0 | 641,35 | 3542,825 |

Figura 4.2: Excerto das produções por tecnologia relativamente à PRE em Portugal no ano de 2016.

Como passo seguinte são realizados vários cálculos e processos para que seja possível obter as curvas de venda e de compra para uma determinada hora. O objetivo principal deste passo será obter as 4 curvas representativas das Vendas Casadas, Compras Casadas, Vendas Ofertadas e Compras Ofertadas, sendo que apenas as curvas do tipo Casadas é que serão representadas graficamente.

Para tal processo será necessário a realização de várias etapas, tais como:

1. Separação dos dados do Excel proveniente do OMIE em 4 categorias: Compra Casada (CC), Compra Ofertada (CO), Venda Casada (VC) e Venda Ofertada (VO);

2. Em cada categoria os valores das propostas são organizados com base no seu preço, ou seja, propostas com o mesmo preço serão agrupadas todas numa só, somando todas as quantidades de energia associadas a cada nível de preço;

3. No caso de se tratar de ofertas de compra os preços serão replicados e ordenados de forma decrescente, a energia será somada e posteriormente também replicada. Em relação à soma da energia, pode-se observar pela Figura 4.3, que consiste na soma da célula anterior da energia com a célula da energia referente ao preço seguinte. Neste caso específico representado na Figura 4.3, a célula a amarelo resulta da soma das duas células a azul. A energia é organizada por ordem crescente.

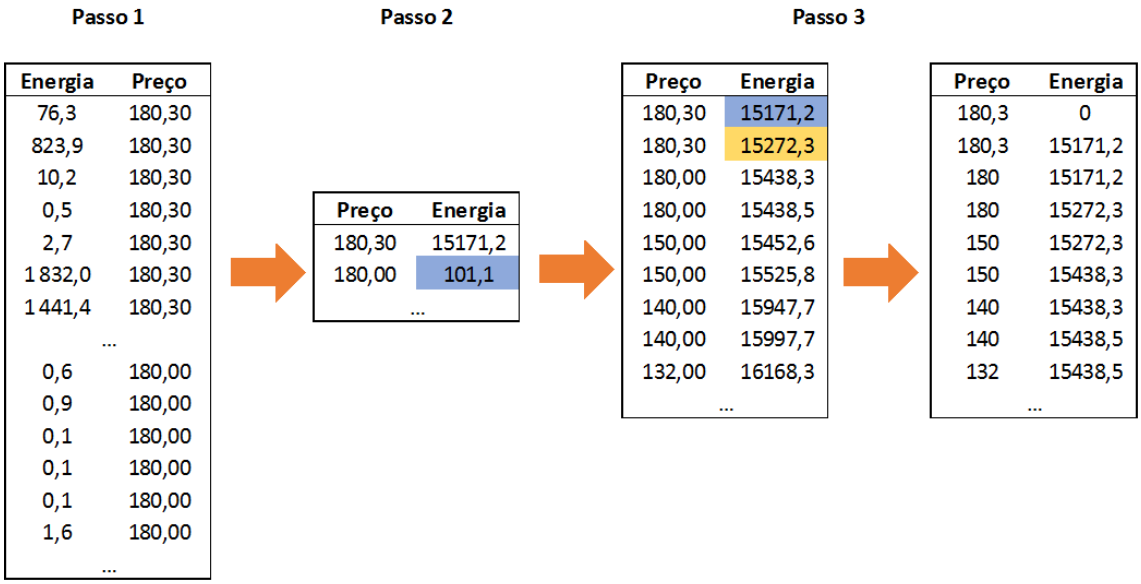



Figura 4.3: Esquema do tratamento dos dados relativos aos Preços e à Energia de um determinado período.

4. No caso de ofertas de venda os preços serão replicados e ordenados de forma crescente enquanto a energia será tratada de igual modo ao das ofertas de compra;

5. No caso das ofertas de venda e compra se referirem ao estado casado, será necessário obter mais valores do que o último ponto das propostas existentes no OMIE, que representa o ponto de negociação, ou seja, o preço e energia de mercado. Para tal opta-se por verificar a forma de crescimento das propostas ofertadas desde esse ponto até ao último e aplicar esse mesmo crescimento às ofertas casadas.

De referir a importância da sequência dos cálculos efetuados no ponto 5, pois o cálculo a executar deve ser sempre o mesmo abaixo representado, evitando assim qualquer erro, tais como o aparecimento de retas oblíquas ou outro tipo de erro na construção gráfica. O valor de x, representa esse fator de crescimento que será adicionado às propostas ofertadas, dando assim origem às novas propostas casadas.

$$PropostasCasadas - PropostasOfertadas = x \tag{4.1}$$

$$PropostasOfertadas + x = NovasPropostasCasadas \tag{4.2}$$

Após os dados relacionados com os diferentes tipos de oferta estarem organizados e devidamente tratados, pode-se proceder à representação gráfica das curvas das Compras e Vendas.

De notar que ambas as curvas serão constituídas por degraus, pois para cada proposta existem distintos valores de energia para um só preço. Na representação gráfica o eixo das abcissas representa a energia em MWh e o eixo das ordenadas o preço em €/MWh, pelo que um segmento de

reta de um degrau diz respeito à quantidade de energia envolvida nessa proposta para um determinado preço. Para melhor perceção do aspeto gráfico, na Figura 4.4 estão representadas essas curvas elaboradas pelo *MatLab*, em que a vermelho estão representadas as Propostas de Compra e a azul com forma ascendente as Propostas de Venda.

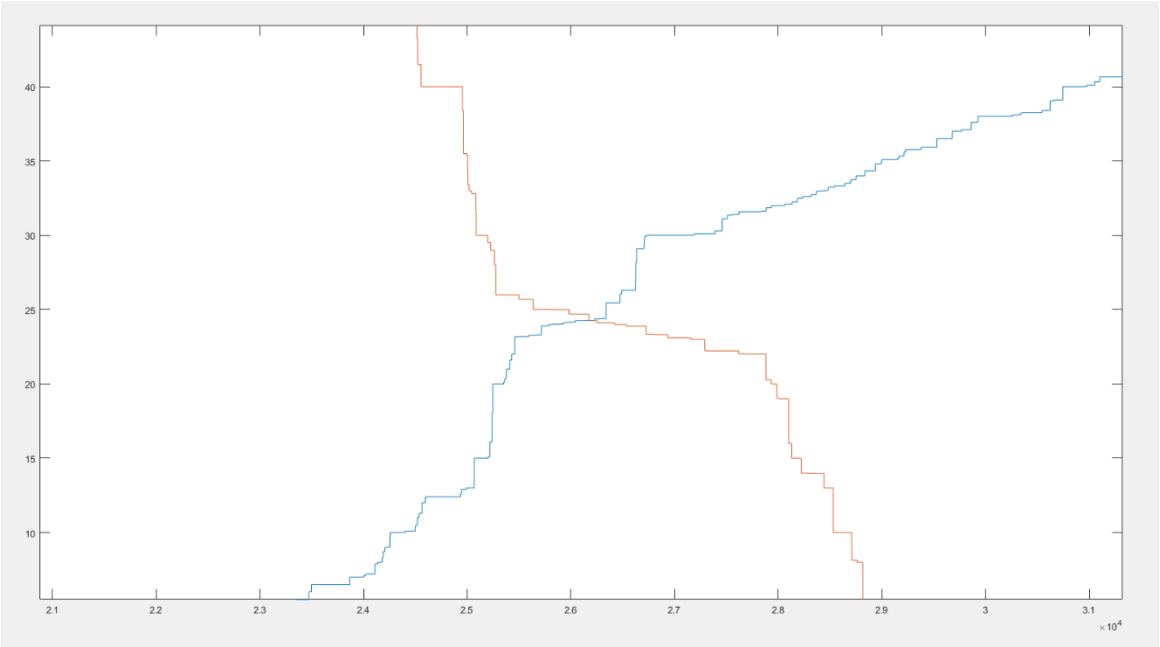



Figura 4.4: Representação gráfica das curvas das Propostas Casadas de Mercado para uma dada hora.

O próximo passo será calcular a interseção das curvas de venda e compra para obter o valor do preço e da energia de mercado. Sem qualquer tipo de alteração da energia, esse ponto estará presente na última proposta das Vendas Casadas, pelo que se pode utilizar esse mesmo ponto para testar a correção do algoritmo relacionado com a interseção no programa desenvolvido. Esse algoritmo é de alguma complexidade a nível de código e de processos pelo que será devidamente explicado no subcapítulo seguinte.

Como o objetivo principal é analisar a influência da PRE no preço de mercado torna-se essencial verificar a PRE registada em Portugal no período em análise. Para tal, a aplicação irá percorrer o documento *Excel* que contem todos os valores da PRE no ano de 2016 e guardar os valores referentes ao período escolhido para mais tarde efetuar a nova organização das propostas.

Com os valores originais já registados fica ao encargo do utilizador escolher tanto uma percentagem de aumento bem como a tecnologia que deseja alterar. O utilizador terá à sua disposição a possibilidade de modificar a PRE Hídrica mais Fios-de-Água, PRE Eólica, PRE Fotovoltaica e PRE Total em Portugal. Após o utilizador ter decidido o que alterar, o valor da energia a aumentar será acrescentado diretamente aos valores das energias das propostas de Vendas Casadas, pois a PRE tem prioridade no Mercado pelo que será considerada como uma nova proposta a preço zero. A curva que representa as propostas das Compras será mantida inalterada enquanto que a curva

das propostas de Venda sofrerá um desvio para a direita, o que levará a uma nova interseção donde resulta um preço mais baixo.

Após o cálculo da nova interseção será possível estabelecer uma análise comparativa entre o novo preço e o antigo dando como encerrado o processo de cálculo. Será apenas necessário repetir caso o período escolhido inicialmente não esteja terminado ou se decida verificar a alteração no preço de mercado com percentagens e tecnologias diferentes.

No caso de o período selecionado ser um dia inteiro, o programa simplesmente irá percorrer todos os passos já enumerados para as 24 horas do dia e irá devolver apenas uma média do preço antes e depois da alteração bem como a variação média.

Já em caso de ser um mês a analisar, o programa executa os passos todos referidos para as 24 horas de um dia e esse conjunto de processos para todos os dias do mês. No entanto neste caso, o programa não devolve apenas uma média final do mês, mas sim a média e a variação registada para cada dia, apresentando no final um conjunto de dados individuais para cada dia do mês. Só no final é que o programa calcula uma média geral do mês do preço antes e depois da alteração da PRE e a variação média verificada.

Para melhor perceção de todo o processo de cálculo desempenhado pela aplicação apresenta-se em seguida um fluxograma onde é possível observar a sequência de tarefas que são executadas.

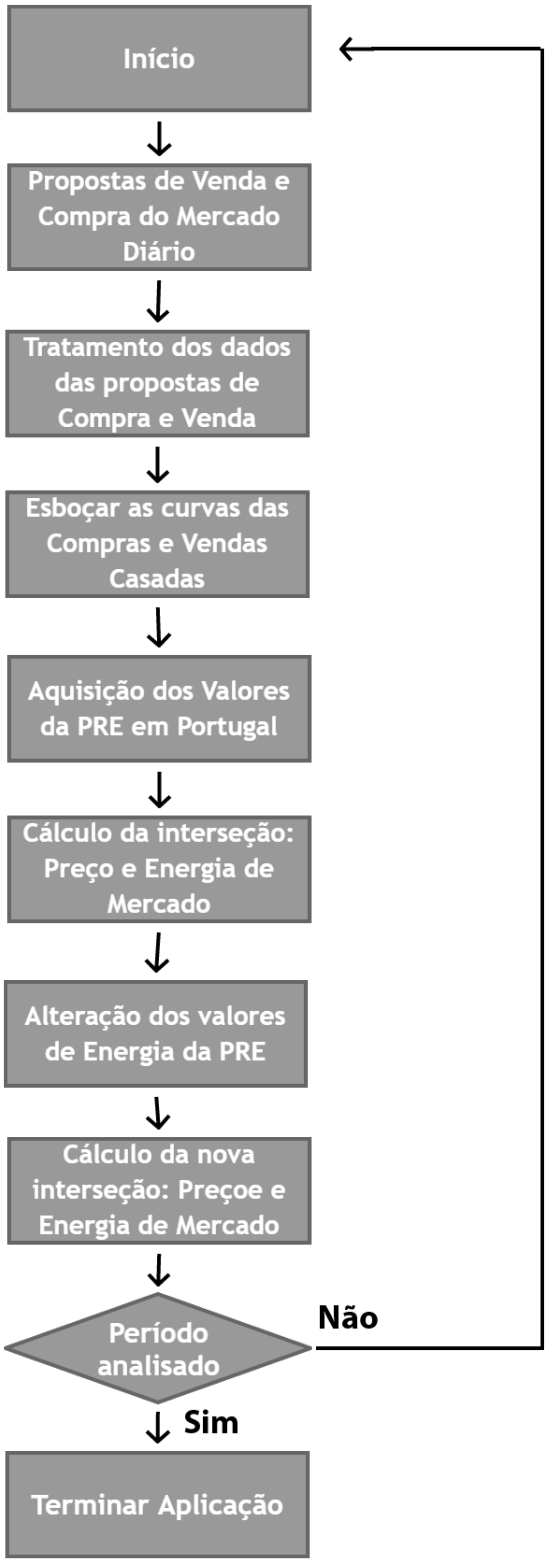



Figura 4.5: Fluxograma da aplicação desenvolvida.

## 4.3 Algoritmo de Cálculo da Interseção

Nesta subsecção são abordados os principais procedimentos que a aplicação desenvolvida utiliza para calcular o ponto de interseção entre a curva de compras e de vendas.

Após uma análise minuciosa dos resultados e gráficos obtidos para vários períodos de análise foi possível observar que a interseção poderia ocorrer de duas formas. Ou seja, a curva de compras poderia intercetar a curva de vendas quando a curva das compras se encontra num degrau vertical, ou então poderia intercetar quando o degrau fosse horizontal.

Ambos os casos são em seguida explicados assim como os critérios que é necessário respeitar para que seja detetada a interseção. São também exploradas as duas hipóteses de interseção em casos contrários para que seja possível descrever a razão de falharem e a necessidade de o algoritmo processar ambas as hipóteses para chegar ao ponto de interseção real e exato.

### 4.3.1 Interseção Vertical

A Figura 4.6 representa um exemplo de uma interseção vertical. Os pontos selecionados serão utilizados pelo algoritmo que se passa a explicar em seguida e representam um exemplo aleatório num certo período de análise.

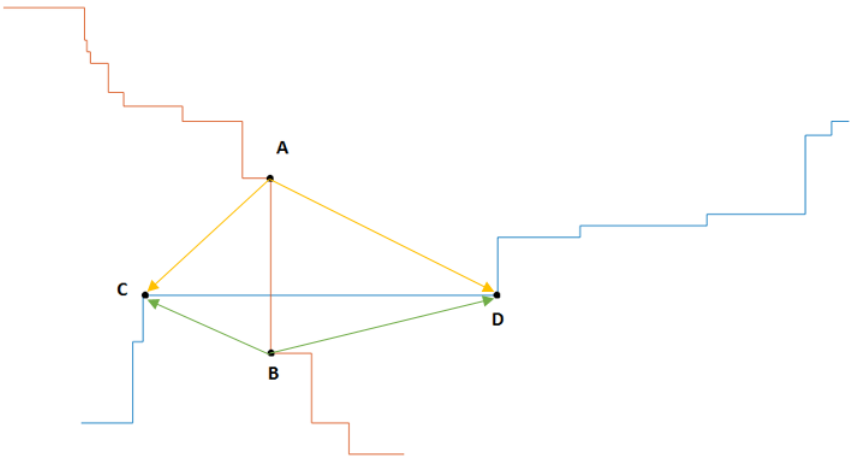



Figura 4.6: Representação gráfica de um exemplo de uma interseção vertical.

Neste tipo de interseção é possível afirmar que a ideia geral do processo é comparar as abcissas, mas executando os cálculos necessários com as ordenadas desses mesmos pontos. O algoritmo percorre a curva das Compras Casadas (curva a vermelho) ponto a ponto até se verificar a interseção, caso exista. Para cada ponto, o algoritmo executa os seguintes passos:

1. Para o ponto A, é necessário procurar e selecionar o ponto com abcissa imediatamente anterior e posterior à do ponto A na curva das Vendas Casadas (curva a azul). Neste caso falamos dos pontos C e D, respetivamente;

2. O mesmo processo deve ser repetido, mas agora para o ponto B. Esse ponto B representa o ponto com a mesma abcissa que o ponto A, mas com ordenada diferente. Neste caso, esses pontos serão na mesma os pontos C e D;

3. Após a escolha de todos os pontos iniciam-se os cálculos, em que o primeiro a realizar será a subtração da ordenada do ponto A com a ordenada do ponto C e do ponto D;

4. mesmo cálculo é necessário realizar, mas agora para o ponto B, subtraindo assim a sua ordenada com a ordenada do ponto C e do ponto D.

Posto isto é possível afirmar se existe interseção e em caso de existir calcular as coordenadas exatas desse ponto. Os critérios que são necessários ser cumpridos para que exista interseção são:

1. Os pontos encontrados a partir do ponto A e B têm de ser iguais, ou seja, os pontos na curva de venda em que a abcissa seja imediatamente anterior e posterior à do ponto A e B têm de ser iguais, neste caso serão o C e D;

2. As subtrações entre a ordenada do ponto A com a ordenada do ponto C e do ponto D têm de ser ambas positivas, enquanto que as subtrações da ordenada do ponto B com as ordenadas do ponto C e do ponto D têm de ser ambas negativas

Supondo que:

$$A \rightarrow (x_A, y_A); \tag{4.3}$$

$$B \rightarrow (x_B, y_B); \tag{4.4}$$

$$C \rightarrow (x_C, y_C); \tag{4.5}$$

$$D \rightarrow (x_D, y_D); \tag{4.6}$$

Então terá de ser cumprido o seguinte:

$$y_A - y_C \rightarrow sinal+ \tag{4.7}$$

$$y_A - y_D \rightarrow sinal+ \tag{4.8}$$

$$y_B - y_C \rightarrow sinal- \tag{4.9}$$

$$y_B - y_D \rightarrow sinal- \tag{4.10}$$

Quando se verifica a interseção o ponto resultante será o ponto que representa o preço e energia de mercado. Esse ponto terá a abcissa do ponto B ou A e a ordenada do ponto C ou D.

### 4.3.2 Interseção Horizontal

Neste tipo de interseção o conceito é muito idêntico ao anterior. No entanto agora a ideia geral será comparar as ordenadas e executar os cálculos com as abcissas desses pontos. A Figura 4.7 representa esse tipo de interseção para um certo período de análise. Os pontos representados serão utilizados para explicar o processo desempenhado pelo algoritmo para este tipo de interseção.

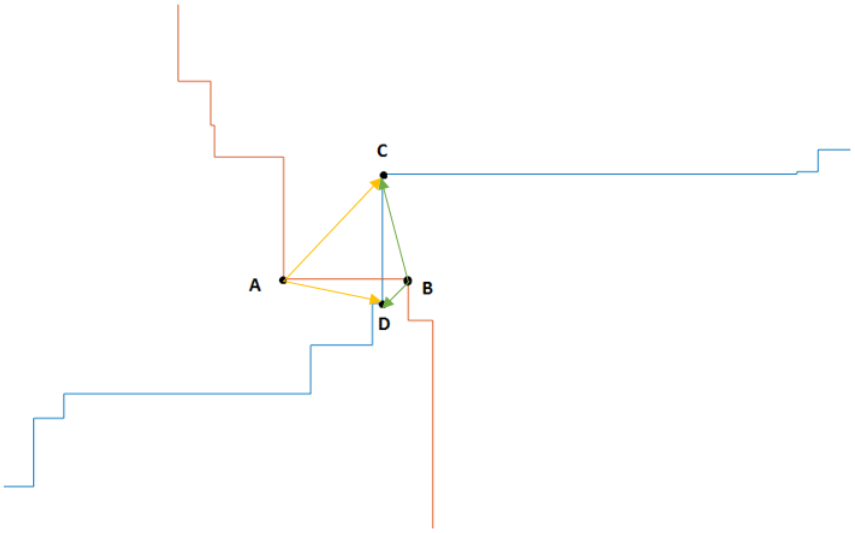



Figura 4.7: Representação gráfica de um exemplo de uma interseção Horizontal.

Como no caso anterior, o algoritmo percorre a curva das Compras Casadas, curva a vermelho, ponto a ponto, sendo que em cada um são executados os seguintes passos:

1. Para o ponto A, que possui uma certa ordenada na Curva das Compras, é necessário encontrar e selecionar os pontos com ordenada imediatamente inferior e superior na Curva das Vendas (curva a azul). Daqui resulta, neste caso, o ponto D e o ponto C, respetivamente;

2. O mesmo processo é repetido, mas agora para o ponto B. Este ponto corresponde ao ponto que possui a mesma ordenada que A, mas diferente abcissa. Daqui resultam os mesmos pontos C e D.

3. Iniciam-se os cálculos, em que é subtraída à abcissa do ponto A a abcissa do ponto C e do ponto D.

4. Como um dos últimos passos, subtrai-se à abcissa do ponto B a abcissa do ponto C e do ponto D.

Para se verificar se existe realmente interseção e em caso afirmativo qual o ponto correspondente, só falta verificar se os critérios necessários para tal ocorrer se cumprem. Neste caso os critérios serão semelhantes, tais como:

1. Os pontos encontrados a partir do ponto A e B têm de ser iguais, ou seja, os pontos na curva de venda em que a ordenada seja imediatamente anterior e posterior à do ponto A e B têm de ser iguais, neste caso serão o C e do ponto D;

2. As subtrações entre a abcissa do ponto A com a abcissa do ponto C e D têm de ser ambas negativas, enquanto que as subtrações da abcissa do ponto B com as abcissas do ponto C e do ponto D têm de ser ambas positivas;

Supondo que:

$$A \rightarrow (x_A, y_A); \tag{4.11}$$

$$B \rightarrow (x_B, y_B); \tag{4.12}$$

$$C \rightarrow (x_C, y_C); \tag{4.13}$$

$$D \rightarrow (x_D, y_D); \tag{4.14}$$

Então terá de ser cumprido o seguinte:

$$x_A - x_C \rightarrow sinal- \tag{4.15}$$

$$x_A - x_D \rightarrow sinal- \tag{4.16}$$

$$x_B - x_C \rightarrow sinal+ \tag{4.17}$$

$$x_B - x_D \rightarrow sinal+ \tag{4.18}$$

De referir e como já foi dito anteriormente, que o eixo das abcissas representa a energia e o eixo das ordenadas o preço de mercado. Quando se verifica a interseção o ponto resultante será o ponto que representa o preço e energia de mercado. Esse ponto terá abcissa do ponto D ou C e ordenada do ponto A ou B.

É de extrema importância salientar que o algoritmo executa ambos os procedimentos para que seja possível detetar a interseção, pois em caso de aplicar o método da interseção horizontal numa suposta vertical, o programa não irá encontrar a interseção, passando em seguida para o outro procedimento. Para melhor interpretação apresenta-se em seguida um exemplo de uma interseção

horizontal que foi tratada pelo método da interseção vertical, sendo possível verificar a falha dos critérios anteriormente abordados.

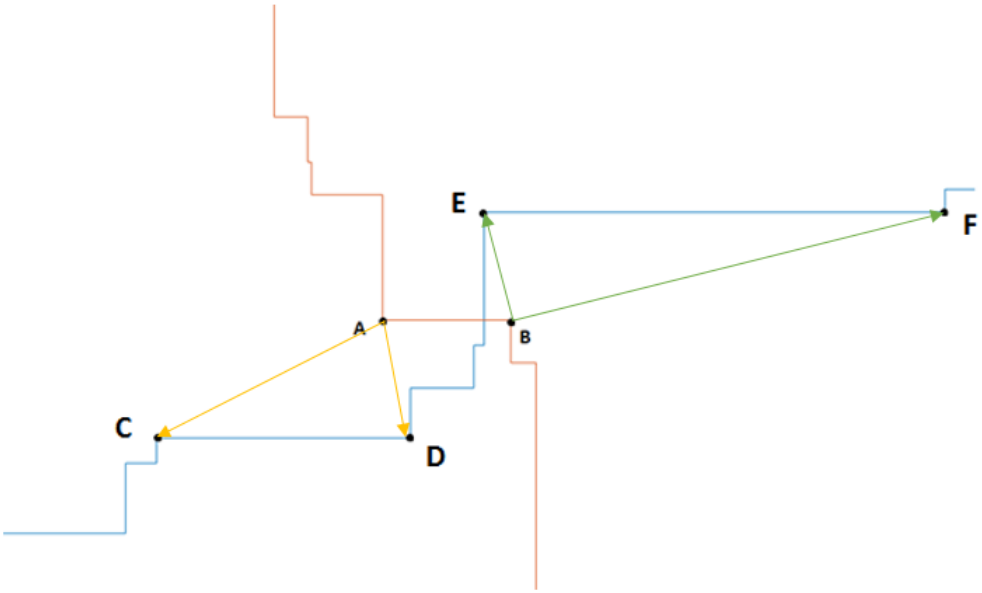



Figura 4.8: Representação gráfica de um exemplo de uma interseção Horizontal, mas tratada com o algoritmo da vertical.

Como se pode observar pela Figura 4.8 ambos os critérios anteriormente detalhados falham pelo que não seria possível calcular a interseção desta forma. Com efeito, os pontos escolhidos com base no ponto A e no ponto B não são iguais, acrescentando ainda o facto de que as subtrações pelo método vertical iriam dar ao contrário do que deveriam ocorrer.

## 4.4 Demonstração e Exemplificação

Nesta subsecção serão ilustrados todos os processos abordados anteriormente, desde o tratamento de dados até à obtenção do novo preço marginal de mercado após alteração dos valores da PRE em Portugal. Optou-se primeiramente por realizar uma análise de uma hora e de seguida de um dia por inteiro. As tecnologias alteradas foram a PRE Eólica, Fotovoltaica e a PRE Hídrica mais fios-de-água e a PRE Total em Portugal. No que diz respeito às percentagens escolhidas, como já foi referido, foram consideradas 10, 25, 50, 75 e 100% no caso de cenários de aumento de PRE para períodos de análise de uma hora, enquanto que no caso de cenários de diminuição os escalões analisados foram 25 e 50%. Já para períodos diários o escalão analisado foi apenas o de 25% para cenários de aumento da PRE.

### 4.4.1 Exemplo 1 - Análise da Hora 2 do Dia 3 de janeiro de 2016

Optou-se por analisar a hora 2 do dia 3 de janeiro de 2016. Apresenta-se numa fase inicial o diagrama de consumo total do dia 3 de janeiro para que seja mais percetível observar que quantidades de energia por tecnologia estão envolvidas nesse período. Esse diagrama está ilustrado na Figura 4.9 que se apresenta em seguida.

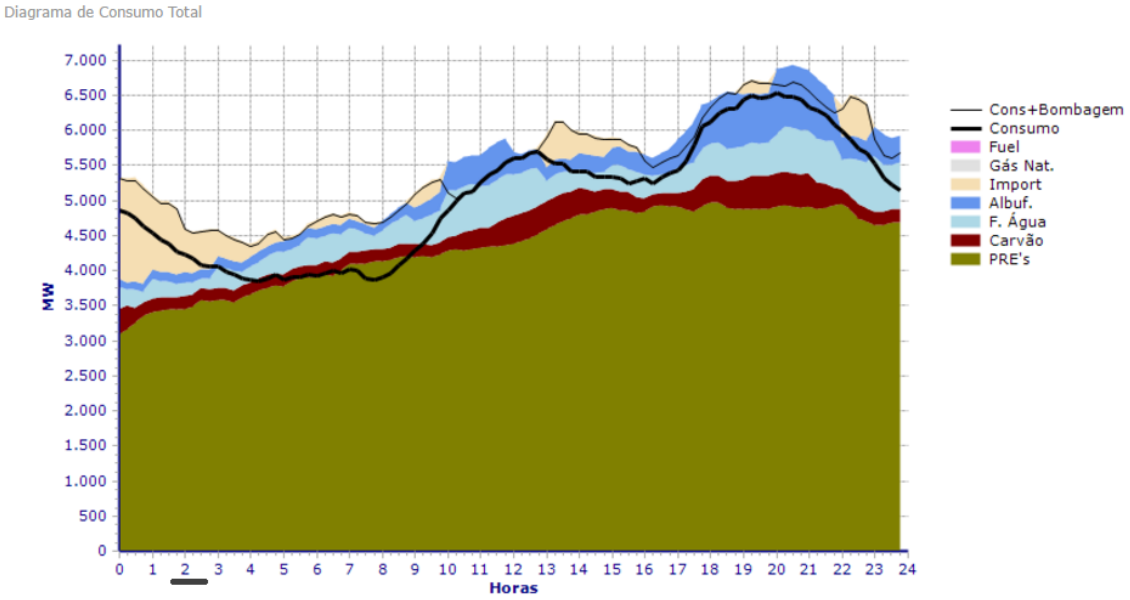



Figura 4.9: Diagrama de consumo total do dia 3 janeiro de 2016 [50].

Em seguida através da aplicação desenvolvida foi selecionado o período em causa e foi realizado o cálculo do novo preço de mercado para as diferentes tecnologias e escalões de variação da PRE. Os resultados obtidos apresentam-se em seguida.

Tabela 4.1: Resultados obtidos para a alteração da PRE Eólica.

| | | **Hora 2 dia 3 de janeiro de 2016** | | | |
|---|---|---|---|---|---|
| | | **Energia de Mercado (MWh)** | **Preço de Mercado (€/MWh)** | **Energia da PRE Eólica (MWh)** | **Redução do Preço (€/MWh)** |
| **Ponto Inicial** | | 22243,30 | 20,10 | 2592,82 | - |
| **Aumento da PRE Eólica** | 10% | 22432,38 | 17,89 | 2852,10 | 2,21 |
| | 25% | 22745,11 | 13,99 | 3111,38 | 6,11 |
| | 50% | 23014,70 | 8,00 | 3889,23 | 12,10 |
| | 75% | 23162,70 | 6,50 | 4537,44 | 13,60 |
| | 100% | 23488,22 | 5,10 | 5185,64 | 15,00 |

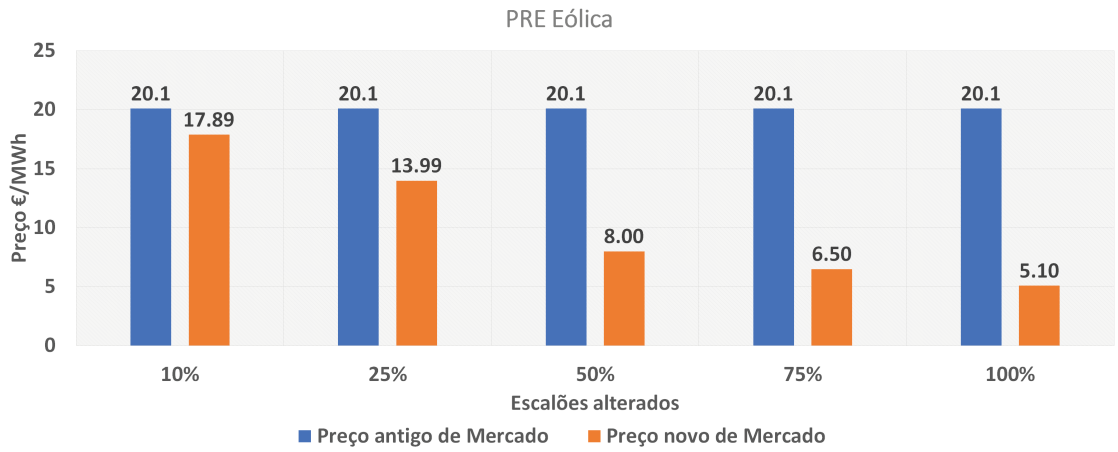



Figura 4.10: Representação gráfica dos resultados obtidos para a alteração da PRE Eólica.

De referir que o ponto inicial é o mesmo para todas as tecnologias, sendo neste caso o preço de mercado registado para este período de 20,1 €/MWh estando envolvidas quantidades na ordem dos 22243,4 MWh. Os resultados estão dentro do esperado pois à medida que a energia produzida pela PRE aumenta o preço diminui. Devido aos valores consideráveis da produção da PRE Eólica registados nesta hora, as variações são bastante significativas, apresentando por exemplo para 50% mais de PRE Eólica uma diferença de 12 €/MWh, o que para estas quantidades de energia envolvidas no mercado acarretaria uma redução considerável.

Tabela 4.2: Resultados obtidos para alteração da PRE Hídrica + Fios-de-Água.

| | | **Hora 2 dia 3 de janeiro de 2016** | | | |
|---|---|---|---|---|---|
| | | **Energia de Mercado (MWh)** | **Preço de Mercado (€/MWh)** | **Energia da PRE Hídrica + Fios-de-Água (MWh)** | **Redução do Preço (€/MWh)** |
| **Ponto Inicial** | | 22243,30 | 20,10 | 427,52 | - |
| **Aumento da PRE Hídrica + Fios-de-Água** | 10% | 22243,30 | 20,00 | 470,27 | 0,10 |
| | 25% | 22285,98 | 19,44 | 513,02 | 0,66 |
| | 50% | 22392,86 | 19,44 | 641,28 | 0,66 |
| | 75% | 22492,10 | 16,60 | 748,16 | 3,50 |
| | 100% | 22541,33 | 15,10 | 855,04 | 5,00 |

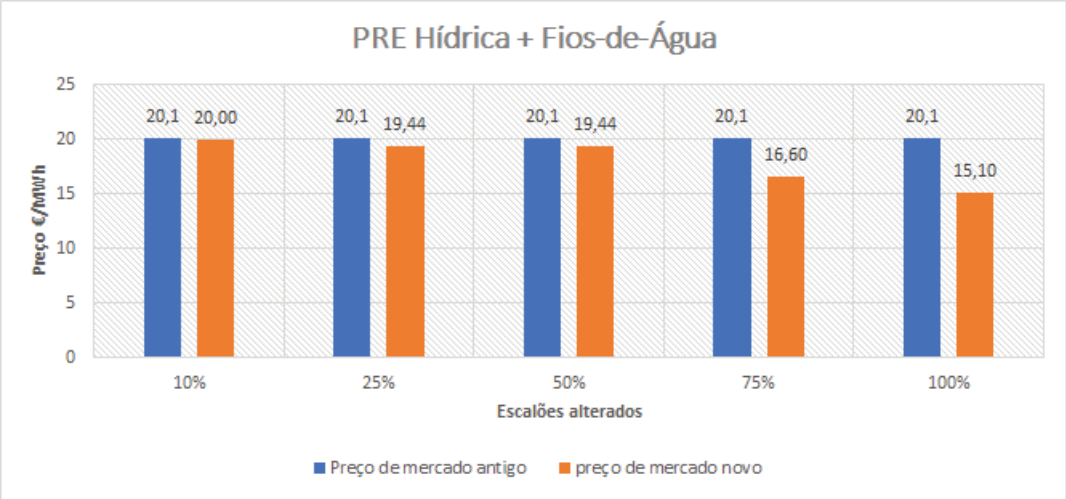



Figura 4.11: Representação gráfica dos resultados obtidos para a alteração da PRE Hídrica + Fios-de-Água.

Neste caso, a tecnologia alterada foi a PRE Hídrica acrescida da produção proveniente dos Fios-de-Água. Como a quantidade de energia é muito menor comparativamente com a eólica, as variações de preço são muito menores para todos os escalões. Assim, para o escalão de 50% apenas ocorreu uma variação de 66 cêntimos.

De referir que para os escalões de 25 e 50% a variação é a mesma pelo simples facto de que, apesar de ocorrer um aumento da energia envolvida no mercado, esse aumento não foi suficiente para que a nova interseção das curvas se desse no degrau seguinte, pelo que o preço se manteve inalterado.

Tabela 4.3: Resultados obtidos para a alteração da PRE Fotovoltaica da hora 2 do dia 3 de janeiro.

| | | **Hora 2 dia 3 de janeiro de 2016** | | | |
|---|---|---|---|---|---|
| | | **Energia de Mercado (MWh)** | **Preço de Mercado (€/MWh)** | **Energia da PRE Fotovoltaica (MWh)** | **Redução do Preço (€/MWh)** |
| **Ponto Inicial** | | 22243,30 | 20,10 | 0,00 | - |
| **Aumento da PRE Fotovoltaica** | 10% | 22243,30 | 20,10 | 0,00 | 0,00 |
| | 25% | 22243,30 | 20,10 | 0,00 | 0,00 |
| | 50% | 22243,30 | 20,10 | 0,00 | 0,00 |
| | 75% | 22243,30 | 20,10 | 0,00 | 0,00 |
| | 100% | 22243,30 | 20,10 | 0,00 | 0,00 |

Tabela 4.4: Resultados obtidos para a alteração da PRE Fotovoltaica da hora 14 do dia 5 de janeiro.

| | | **Hora 14 dia 5 de janeiro de 2016** | | | |
|---|---|---|---|---|---|
| | | **Energia de Mercado (MWh)** | **Preço de Mercado (€/MWh)** | **Energia da PRE Fotovoltaica (MWh)** | **Redução do Preço (€/MWh)** |
| **Ponto Inicial** | | 31190,00 | 36,98 | 149,45 | - |
| **Aumento da PRE Fotovoltaica** | 10% | 31190,00 | 36,98 | 164,40 | 0,00 |
| | 25% | 31207,56 | 35,45 | 186,81 | 1,53 |
| | 50% | 31244,92 | 35,45 | 224,18 | 1,53 |
| | 75% | 31258,30 | 35,33 | 261,54 | 1,65 |
| | 100% | 31258,30 | 35,33 | 298,90 | 1,65 |

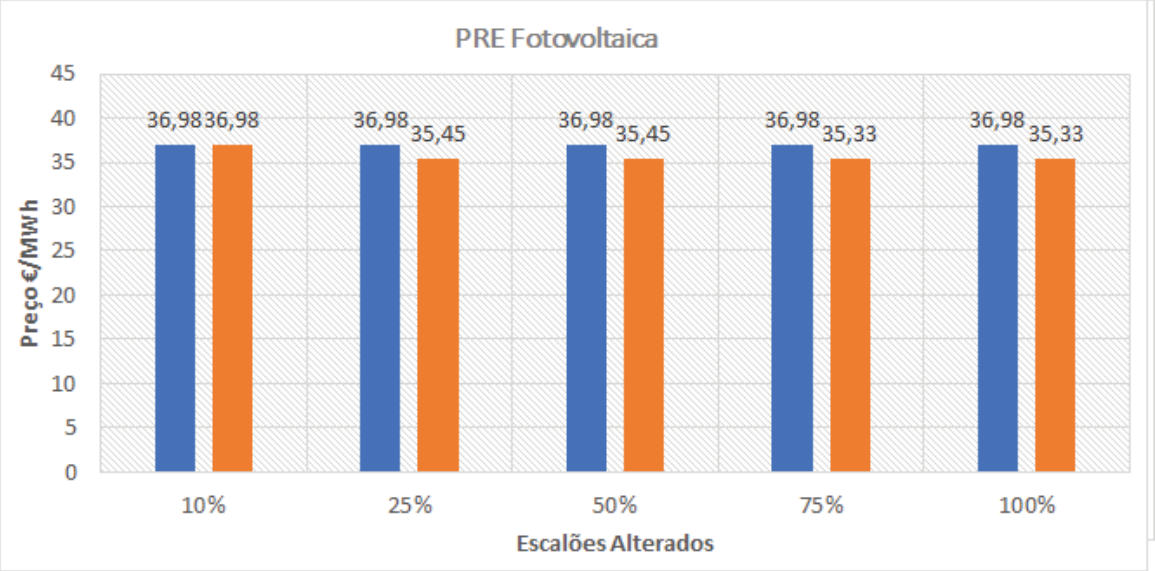



Figura 4.12: Representação gráfica dos resultados obtidos para a alteração da PRE Fotovoltaica.

São apresentadas duas horas para a análise da PRE Fotovoltaica, Tabelas 4.3 e 4.4, devido ao facto de que uma delas não apresenta valores de variação devido à produção ser nula, consequência de ser uma hora noturna.

Já a hora 14 do dia 5 de janeiro apresenta produção de energia da PRE Fotovoltaica apesar de muito reduzida. Devido a esse motivo, os valores das variações do preço são baixos em comparação com as da PRE Eólica já abordada, mesmo para escalões elevados como 75 e 100%. Alcançou-se apenas 1,65 €/MWh de variação com os escalões referidos anteriormente.

Tabela 4.5: Resultados obtidos para alteração da PRE Total.

| | | **Hora 2 dia 3 de janeiro de 2016** | | | |
|---|---|---|---|---|---|
| | | **Energia de Mercado (MWh)** | **Preço de Mercado (€/MWh)** | **Energia da PRE Total (MWh)** | **Redução do Preço (€/MWh)** |
| **Ponto Inicial** | | 22243,30 | 20,10 | 3020,85 | - |
| **Aumento da PRE Total** | 10% | 22475,13 | 17,89 | 3322,94 | 2,21 |
| | 25% | 22851,99 | 13,98 | 3625,02 | 6,12 |
| | 50% | 23162,70 | 7,20 | 4531,28 | 12,90 |
| | 75% | 23252,70 | 5,40 | 5286,49 | 14,70 |
| | 100% | 23554,80 | 4,00 | 6041,70 | 16,10 |

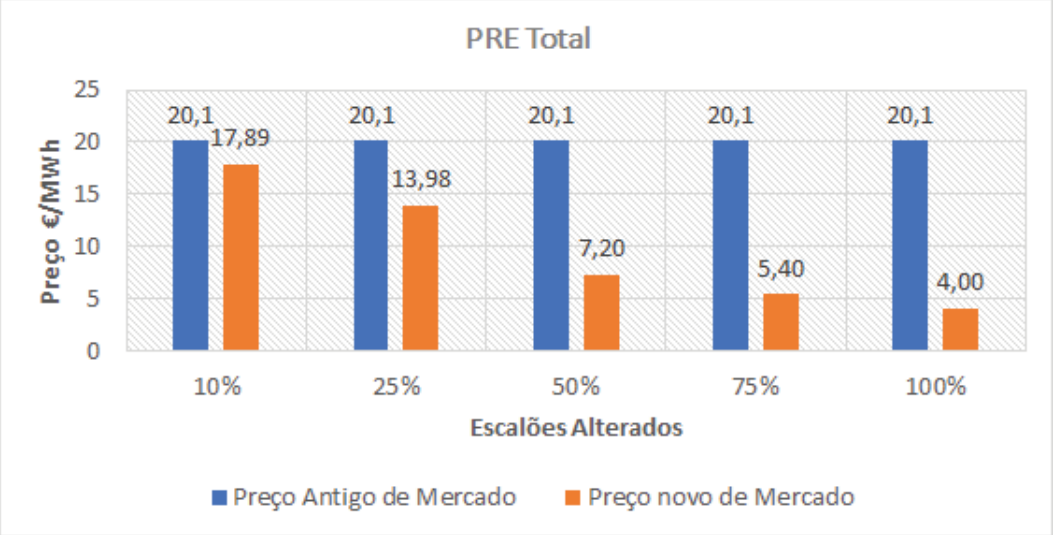



Figura 4.13: Representação gráfica dos resultados obtidos para a alteração da PRE Total.

Para finalizar a análise da hora 2 do dia 3 de janeiro de 2016 na Tabela 4.5 e na Figura 4.13 apresentam-se os valores correspondentes à alteração da totalidade da PRE. Como se pode observar as variações registadas são muito idênticas às registadas na PRE Eólica pelo simples facto de que nesta hora só a eólica apresenta produções significativas.

Os valores registados cumprem o esperado e demonstram que para cenários de crescimento da PRE o novo preço de mercado tende a diminuir e para valores muito favoráveis. Também nos permite perceber quais as melhores tecnologias para investir e as que mais se mantém constantes em termos das variações obtidas.

### 4.4.2 Exemplo 2 - Amálise do Dia 3 de janeiro de 2016

Nesta subsecção apresentam-se os resultados obtidos para o período de um dia. O dia analisado foi o dia 3 de janeiro de 2016, em que mais uma vez se registou uma grande produção de energia eólica enquanto que as outras tecnologias apresentam valores muito mais baixos. A Tabela 4.6 apresenta um resumo dos valores registados.

Tabela 4.6: Resumo dos valores da PRE para o dia 3 de janeiro de 2016.

| **Dia 3 de janeiro de 2016** | **Energia (MWh)** |
|---|---|
| PRE Eólica | 82400,8 |
| PRE Fotovoltaica | 351,0 |
| PRE Hídrica + Fios-de-Água | 15668,6 |
| PRE Total | 98420,4 |

Apesar de se apresentar a energia total do dia, o processo de cálculo executado pela aplicação será efetuado hora a hora e da forma análoga à descrita anteriormente. Os valores que são retirados da aplicação são o preço antigo e novo para cada hora e no final uma média desses mesmo preços bem como a média da variação entre esses ao longo do dia.

Em seguida apresentam-se os gráficos com os preços antigos e novos de mercado para as diferentes tecnologias e apenas para o escalão de 25% de aumento da respetiva tecnologia para todas as horas do dia em análise.

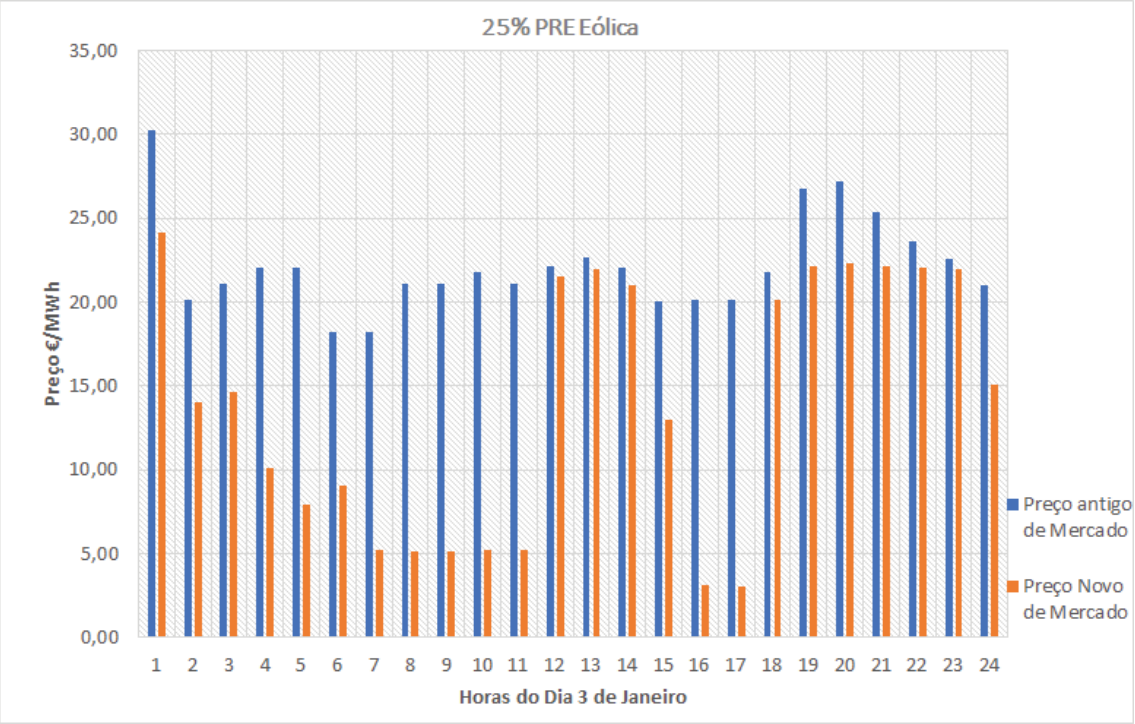



Figura 4.14: Representação gráfica dos resultados obtidos para a alteração de 25% da PRE Eólica.

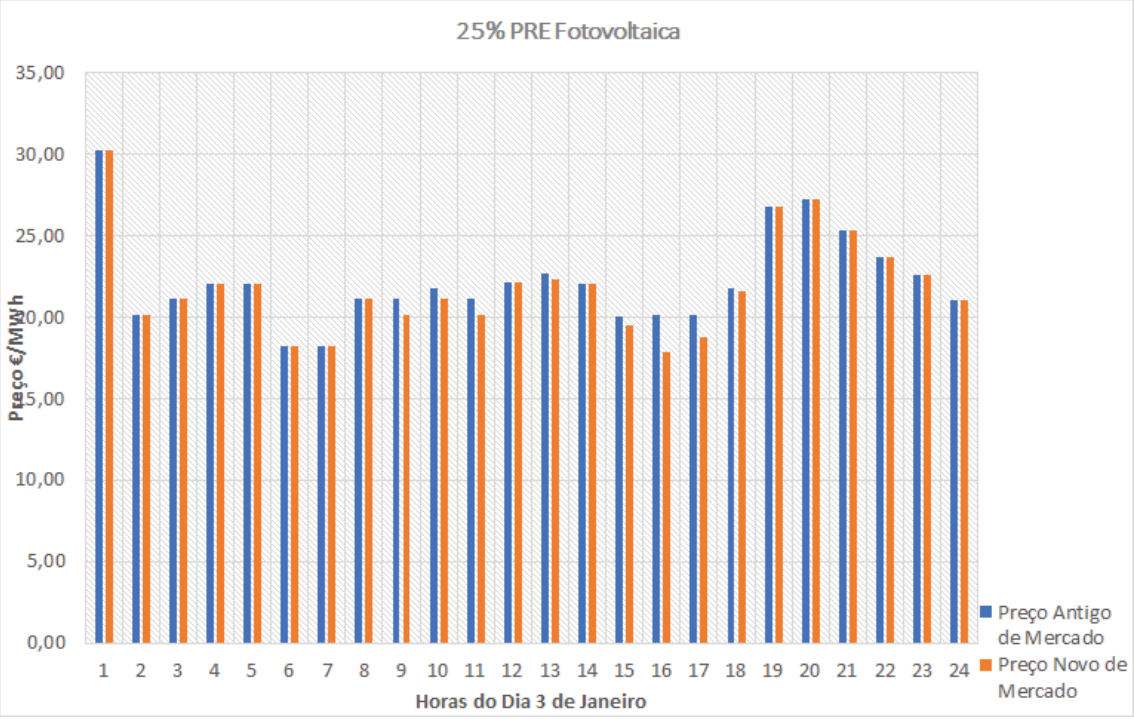



Figura 4.15: Representação gráfica dos resultados obtidos para a alteração de 25% da PRE Fotovoltaica.

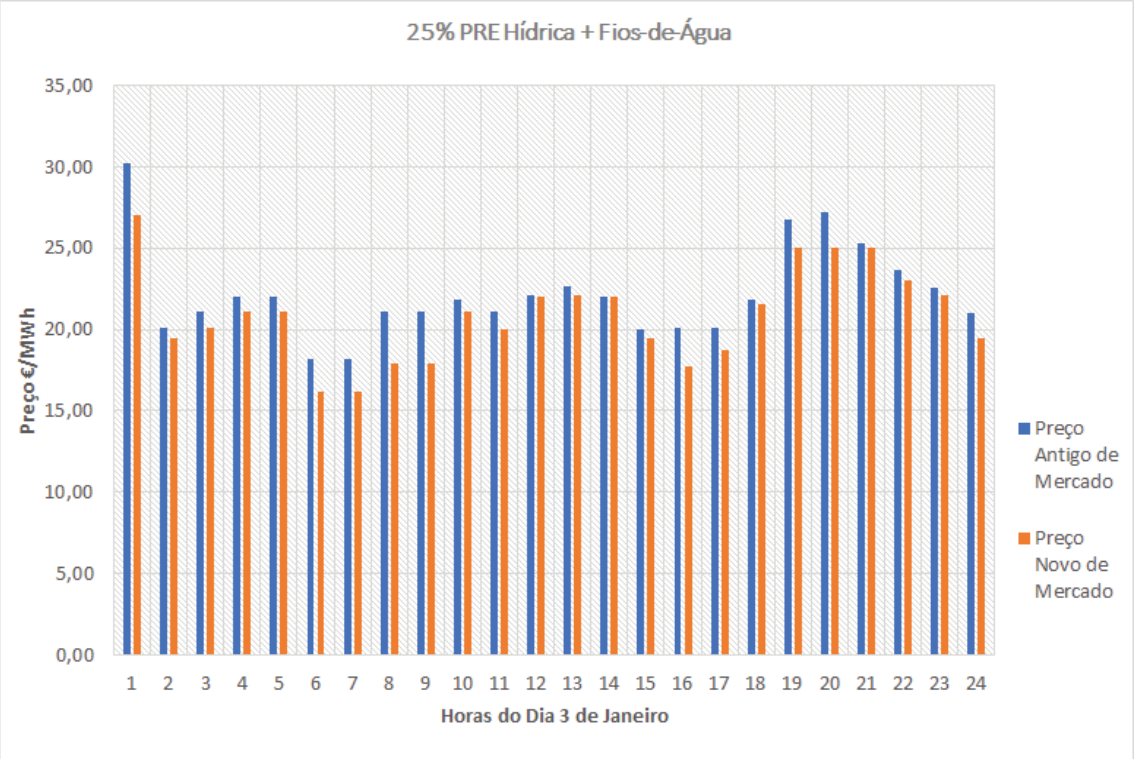



Figura 4.16: Representação gráfica dos resultados obtidos para a alteração de 25% da PRE Hídrica + Fios-de-Água.

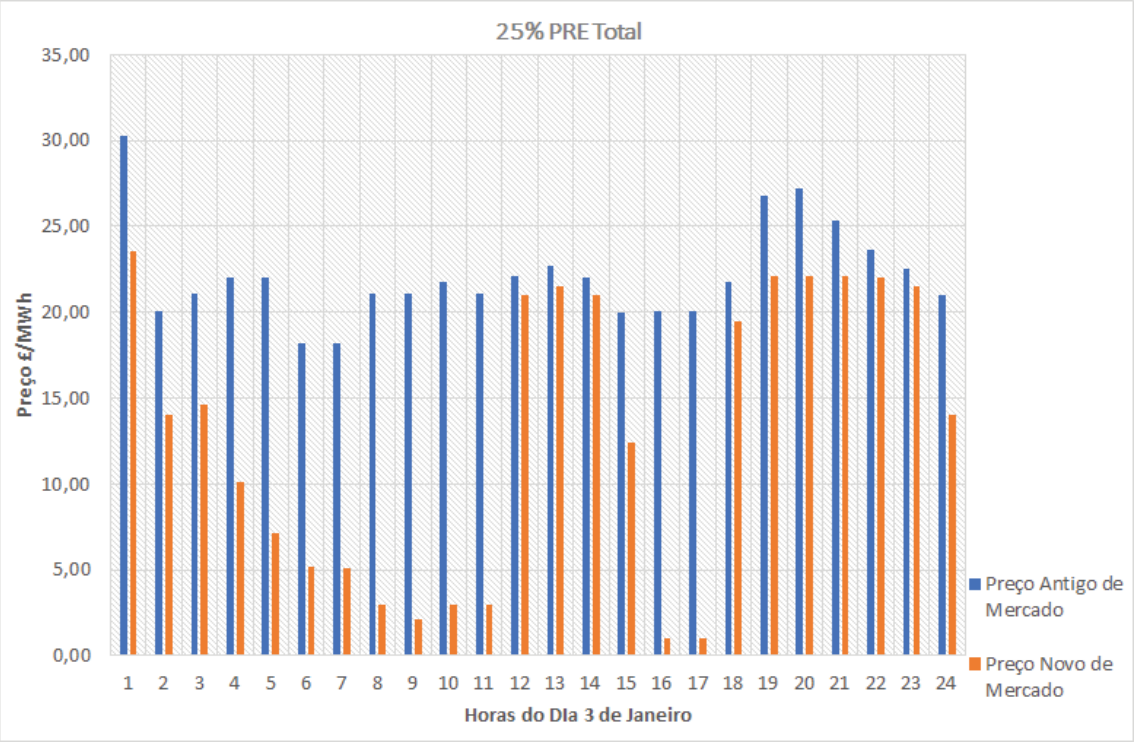



Figura 4.17: Representação gráfica dos resultados obtidos para a alteração de 25% da PRE Total.

Como seria de esperar as variações mais acentuadas são verificadas devido à alteração da PRE Eólica, pois estamos perante um dia com elevada produção oriunda dessa mesma tecnologia. As horas em que se registaram as maiores variações em termos de €/MWh são entre as 4 e 11 horas da manhã bem como entre as 15 e 17 horas da tarde.

O valor máximo de variação devido à PRE Eólica registou-se na hora 17 com o valor de 17,10 €/MWh, o que corresponde a uma diminuição de aproximadamente de 85%. Já na PRE Hídrica o valor máximo ocorre na hora 1 com uma variação de 3,25 €/MWh. No entanto essa variação não corresponde à maior diminuição percentual, pois essa regista-se nas horas 8 e 9 com uma diminuição aproximadamente de 15%, enquanto que a da hora 1 apenas representa uma redução de 10,74%.

A PRE Fotovoltaica mais uma vez apresenta valores baixos ao longo do dia, registando o seu máximo na hora 16 com o valor de 2,21 €/MWh, sendo, essa hora, corresponde também à maior diminuição percentual, cerca de 11%.

No que diz respeito aos valores da PRE Total, seria de esperar o seu máximo se registasse nas mesmas horas dos máximos que a PRE Eólica. Esta foi com efeito a situação que correu dado que o seu máximo ocorreu nas horas 16 e 17 com o valor de 19,10 €/MWh. Essa variação também representa a diminuição máxima registada, com o valor de aproximadamente 95%. Em termos de média para o dia analisado, os seus valores estão representados na última linha da Tabela 4.7.

Tabela 4.7: Tabela resumo da análise do dia 3 de janeiro de 2016.

| Dia 3 de janeiro de 2016 | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | Ponto Inicial | | 25% PRE Hídrica + Fios-de-Água | | | | 25% PRE Eólica | | | | 25% PRE Fotovoltaico | | | | 25% PRE Total | | | |
| Hora | Preço de Mercado (€/MWh) | Energia de Mercado (MWh) | Novo Preço de Mercado (€/MWh) | Nova Energia de Mercado (MWh) | Redução do Preço (€/MWh) | Redução do Preço (%) | Novo Preço de Mercado (€/MWh) | Nova Energia de Mercado (MWh) | Redução do Preço (€/MWh) | Redução do Preço (%) | Novo Preço de Mercado (€/MWh) | Nova Energia de Mercado (MWh) | Redução do Preço (€/MWh) | Redução do Preço (%) | Novo Preço de Mercado (€/MWh) | Nova Energia de Mercado (MWh) | Redução do Preço (€/MWh) | Redução do Preço (%) |
| 1 | 30,25 | 21919,0 | 27,00 | 21919,00 | 3,25 | 10,74% | 24,13 | 22231,49 | 6,12 | 20,23% | 30,25 | 21919,00 | 0,00 | 0,00% | 23,54 | 22324,48 | 6,71 | 22,18% |
| 2 | 20,10 | 22243,3 | 19,44 | 22285,98 | 0,66 | 3,28% | 13,99 | 22745,11 | 6,11 | 30,40% | 20,10 | 22243,30 | 0,00 | 0,00% | 13,98 | 22851,99 | 6,12 | 30,45% |
| 3 | 21,10 | 4693,7 | 20,10 | 4784,21 | 1,00 | 4,74% | 14,64 | 5000,20 | 6,46 | 30,62% | 21,10 | 4693,70 | 0,00 | 0,00% | 14,64 | 5000,20 | 6,46 | 30,62% |
| 4 | 22,00 | 4320,4 | 21,10 | 4436,99 | 0,90 | 4,09% | 10,12 | 4924,40 | 11,88 | 54,00% | 22,00 | 4320,40 | 0,00 | 0,00% | 10,12 | 4924,40 | 11,88 | 54,00% |
| 5 | 22,00 | 4189,3 | 21,10 | 4303,29 | 0,90 | 4,09% | 7,89 | 4861,43 | 14,11 | 64,14% | 22,00 | 4189,30 | 0,00 | 0,00% | 7,14 | 4863,30 | 14,86 | 67,55% |
| 6 | 18,20 | 4158,8 | 16,20 | 4292,71 | 2,00 | 10,99% | 9,00 | 4660,89 | 9,20 | 50,55% | 18,20 | 4158,80 | 0,00 | 0,00% | 5,20 | 4794,80 | 13,00 | 71,43% |
| 7 | 18,20 | 4170,7 | 16,20 | 4318,78 | 2,00 | 10,99% | 5,20 | 4894,57 | 13,00 | 71,43% | 18,20 | 4170,70 | 0,00 | 0,00% | 5,10 | 5042,65 | 13,10 | 71,98% |
| 8 | 21,10 | 4440,7 | 17,89 | 4563,91 | 3,21 | 15,21% | 5,10 | 5052,96 | 16,00 | 75,83% | 21,10 | 4440,70 | 0,00 | 0,00% | 3,00 | 5148,17 | 18,10 | 85,78% |
| 9 | 21,10 | 4412,0 | 17,89 | 4558,87 | 3,21 | 15,21% | 5,10 | 5081,24 | 16,00 | 75,83% | 20,10 | 4415,29 | 1,00 | 4,74% | 2,10 | 5178,50 | 19,00 | 90,05% |
| 10 | 21,80 | 4440,5 | 21,10 | 4602,25 | 0,70 | 3,21% | 5,20 | 5207,26 | 16,60 | 76,15% | 21,10 | 4454,54 | 0,70 | 3,21% | 3,00 | 5355,05 | 18,80 | 86,24% |
| 11 | 21,10 | 4865,6 | 19,99 | 4980,60 | 1,11 | 5,26% | 5,20 | 5399,56 | 15,90 | 75,36% | 20,10 | 4884,66 | 1,00 | 4,74% | 3,00 | 5616,94 | 18,10 | 85,78% |
| 12 | 22,11 | 24225,8 | 22,01 | 24441,25 | 0,10 | 0,45% | 21,53 | 25074,32 | 0,58 | 2.62% | 22,10 | 24241,28 | 0,01 | 0,05% | 21,02 | 25305,25 | 1,09 | 4,93% |
| 13 | 22,68 | 25080,5 | 22,11 | 25290,01 | 0,57 | 2,51% | 21,99 | 25956,65 | 0,69 | 3,04% | 22,34 | 25091,61 | 0,34 | 1,50% | 21,53 | 26177,28 | 1,15 | 5,07% |
| 14 | 22,00 | 25526,1 | 21,99 | 25668,58 | 0,01 | 0,05% | 21,01 | 26458,91 | 0,99 | 4,50% | 21,99 | 25534,49 | 0,01 | 0,05% | 21,00 | 26609,78 | 1,00 | 4,55% |
| 15 | 20,00 | 26146,1 | 19,44 | 26278,87 | 0,56 | 2,80% | 13,00 | 26920,50 | 7,00 | 35,00% | 19,44 | 26154,86 | 0,56 | 2,80% | 12,40 | 26935,50 | 7,60 | 38,00% |
| 16 | 20,10 | 5513,2 | 17,75 | 5583,20 | 2,35 | 11,69% | 3,10 | 6089,70 | 17,00 | 84,58% | 17,89 | 5519,25 | 2,21 | 11,00% | 1,00 | 6164,70 | 19,10 | 95,02% |
| 17 | 20,10 | 5364,0 | 18,76 | 5364,00 | 1,34 | 6,67% | 3,00 | 6080,66 | 17,10 | 85,07% | 18,76 | 5364,00 | 1,34 | 6,67% | 1,00 | 6105,50 | 19,10 | 95,02% |
| 18 | 21,80 | 25376,1 | 21,53 | 25544,19 | 0,27 | 1,24% | 20,10 | 26365,43 | 1,70 | 7,80% | 21,53 | 25376,14 | 0,27 | 1,24% | 19,44 | 26477,86 | 2,36 | 10,83% |
| 19 | 26,76 | 25409,6 | 25,00 | 25467,20 | 1,76 | 6,58% | 22,11 | 26232,96 | 4,65 | 17,38% | 26,76 | 25409,60 | 0,00 | 0,00% | 22,11 | 26422,11 | 4,65 | 17,38% |
| 20 | 27,23 | 25615,0 | 25,00 | 25673,60 | 2,23 | 8,19% | 22,34 | 26404,66 | 4,89 | 17,96% | 27,23 | 25615,00 | 0,00 | 0,00% | 22,11 | 26593,39 | 5,12 | 18,80% |
| 21 | 25,33 | 26775,3 | 24,99 | 26884,40 | 0,34 | 1,34% | 22,11 | 27612,08 | 3,22 | 12,71% | 25,33 | 26775,30 | 0,00 | 0,00% | 22,10 | 27837,58 | 3,23 | 12,75% |
| 22 | 23,65 | 27935,0 | 23,00 | 28151,00 | 0,65 | 2,75% | 22,01 | 28898,78 | 1,64 | 6,93% | 23,65 | 27935,00 | 0,00 | 0,00% | 21,99 | 29124,65 | 1,66 | 7,02% |
| 23 | 22,57 | 27054,1 | 22,11 | 27258,52 | 0,46 | 2,04% | 21,99 | 28027,80 | 0,58 | 2,57% | 22,57 | 27054,10 | 0,00 | 0,00% | 21,53 | 28232,22 | 1,04 | 4,61% |
| 24 | 21,01 | 26222,6 | 19,44 | 26404,39 | 1,57 | 7,47% | 15,10 | 26995,54 | 5,91 | 28,13% | 21,01 | 26222,60 | 0,00 | 0,00% | 13,99 | 27166,04 | 7,02 | 33,41% |
| Média | 22,18 | 15837,39 | 20,88 | 15960,66 | 1,30 | 5,90% | 13,96 | 16549,05 | 8,22 | 38,87% | 21,87 | 15840,98 | 0,31 | 1,50% | 13,00 | 16677,18 | 9,18 | 43,48% |

# Capítulo 5

# Resultados Obtidos

## 5.1 introdução

Neste Capítulo são apresentados os resultados obtidos com base na utilização da aplicação desenvolvida e descrita no Capítulo 4. Apesar da aplicação permitir analisar qualquer hora do ano de 2016, optou-se por agrupar os dados e realizar uma análise mais específica e com distintos intervalos de tempo. Por conseguinte, neste capítulo serão ilustrados os valores resultantes da análise de um feriado na época da Primavera, o dia 8 de maio devido à sua elevada produção de PRE em geral, e um dia com grande produção de Hídrica, nomeadamente o dia 11 de abril de 2016. Para estes intervalos as diferentes tecnologias são alteradas apenas com o escalão de 25% de aumento da PRE em questão.

Outro tipo de análise efetuada foi a análise da influência nos preços praticados no MIBEL devido a cenários de decréscimo da PRE em Portugal. Esta análise também foi efetuada apenas para um escalão de 25%. As tecnologias alteradas foram todas as possíveis e os períodos escolhidos foram novamente os mesmos que anteriormente.

Para finalizar este Capítulo são apresentados os resultados mensais, através de tabelas e gráficos contendo uma análise diária de todos os dias que compõem os 12 meses do ano de 2016. Essa análise será realizada para todas as tecnologias. Contudo a PRE Fotovoltaica devido à sua baixa influência no preço e pela sua inexistência nas horas noturnas, apenas será analisada para um mês de Verão e um de Inverno. De referir que o escalão usado para esta análise mensal será novamente o de 25% para todas as tecnologias.

## 5.2 Cenários de Aumento da PRE em Portugal no Dia 8 de maio de 2016

Como é de conhecimento geral, entre o dia 7 e o dia 11 de maio do ano de 2016, Portugal conseguiu ser totalmente abastecido pela produção de eletricidade com base em energias renováveis. Sendo este facto um marco histórico e falado por todo globo, optou-se por analisar um desses dias, apesar de à partida o preço de mercado já ser relativamente baixo.

Como já referido, foram alterados os valores referentes à PRE Hídrica + Fios-de-Água, PRE Eólica, PRE Fotovoltaica e à PRE Total, apenas com o escalão de 25%. São apresentadas tabelas com os valores dos preços de mercado e das energias antes e depois da alteração bem como os valores da variação do preço tanto em €/MWh como em percentagem. Os valores em percentagem dão uma perspetiva mais clara das horas que foram mais influenciadas, pois nem sempre elevadas variações em €/MWh correspondem a grandes variações percentuais.

Tabela 5.1: Resultados para um aumento de 25% da PRE Hídrica + Fios-de-Água

| **Dia 8 de Maio de 2016 - Aumento de 25% da PRE Hídrica + Fios-de-Água** | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| **Hora** | **Energia de Mercado (MWh)** | **Preço de Mercado (€/MWh)** | **Nova Energia de Mercado (MWh)** | **Novo Preço de Mercado (€/MWh)** | **Redução do Preço (€/MWh)** | **Redução do Preço (%)** |
| 1 | 22680,60 | 6,63 | 22702,60 | 6,09 | 0,54 | 8,14% |
| 2 | 21772,90 | 5,00 | 22064,90 | 4,50 | 0,50 | 10,00% |
| 3 | 20956,90 | 4,50 | 20956,90 | 4,50 | 0,00 | 0,00% |
| 4 | 21322,40 | 4,99 | 21395,40 | 4,50 | 0,49 | 9,82% |
| 5 | 20594,40 | 4,00 | 20714,50 | 3,00 | 1,00 | 25,00% |
| 6 | 20539,20 | 3,00 | 20739,30 | 2,50 | 0,50 | 16,67% |
| 7 | 20647,20 | 2,91 | 20737,20 | 2,50 | 0,41 | 14,09% |
| 8 | 20623,80 | 2,79 | 20740,19 | 2,40 | 0,39 | 13,98% |
| 9 | 21371,90 | 4,00 | 21481,90 | 4,00 | 0,00 | 0,00% |
| 10 | 23049,30 | 4,50 | 23049,30 | 4,50 | 0,00 | 0,00% |
| 11 | 24550,20 | 4,00 | 24550,20 | 4,00 | 0,00 | 0,00% |
| 12 | 25431,20 | 4,50 | 25438,20 | 4,00 | 0,50 | 11,11% |
| 13 | 25676,40 | 4,04 | 25676,40 | 4,04 | 0,00 | 0,00% |
| 14 | 26007,20 | 4,55 | 26007,20 | 4,55 | 0,00 | 0,00% |
| 15 | 25957,40 | 4,50 | 25957,40 | 4,50 | 0,00 | 0,00% |
| 16 | 24877,80 | 4,00 | 25040,80 | 3,13 | 0,87 | 21,75% |
| 17 | 24294,60 | 3,00 | 24445,25 | 2,40 | 0,60 | 20,00% |
| 18 | 23850,40 | 3,19 | 24035,20 | 2,50 | 0,69 | 21,63% |
| 19 | 23101,60 | 5,69 | 23155,50 | 5,10 | 0,59 | 10,37% |
| 20 | 23436,70 | 7,00 | 23531,50 | 5,81 | 1,19 | 17,00% |
| 21 | 23608,40 | 7,19 | 23630,40 | 6,19 | 1,00 | 13,91% |
| 22 | 25019,40 | 12,89 | 25019,40 | 12,40 | 0,49 | 3,80% |
| 23 | 25007,50 | 12,99 | 25145,50 | 12,40 | 0,59 | 4,54% |
| 24 | 24063,10 | 11,10 | 24268,30 | 10,26 | 0,84 | 7,57% |
| Média | 23268,35 | 5,46 | 23353,48 | 4,99 | 0,47 | 9,56% |

A Tabela 5.1 representa o conjunto de valores que resultam do cenário de aumento de 25% da PRE Hídrica mais os Fios-de-Água para o dia 8 de maio de 2016. Nessa tabela estão registados os valores antigos e novos do preço e energia de mercado, bem como as variações dos preços tanto em €/MWh e em percentagem.

Como se pode observar ao longo do dia as variações do preço em termos de €/MWh não são elevadas, uma vez que devido à grande produção de renováveis verificadas nesse período, os preços praticados no mercado foram muito baixos, pelo que as suas variações em percentagens são

mais significativas e conclusivas. Assim, como se pode verificar a maior variação em percentagem é de 25%, ocorreu na hora 5, que corresponde apenas a uma variação de 1 €/MWh. Já o máximo em termos de €/MWh, representado a amarelo, diz respeito a 1,19 €/MWh. Em termos de valores médios nesse dia, registou-se uma variação de 0,47 €/MWh correspondendo a 9,56%.

De seguida são representados dois gráficos, em que o primeiro ilustra a diferença dos preços e o segundo a variação em percentagem desses preços. Como se pode observar o gráfico da Figura 5.1 não é muito percetível para se analisar as diferenças entre os preços, pois muitas das barras são idênticas ao longo do tempo. Sendo assim opta-se apenas por representar desta análise até ao final deste Capítulo o gráfico que representa as variações do preço em percentagem como o ilustrado na Figura 5.2.

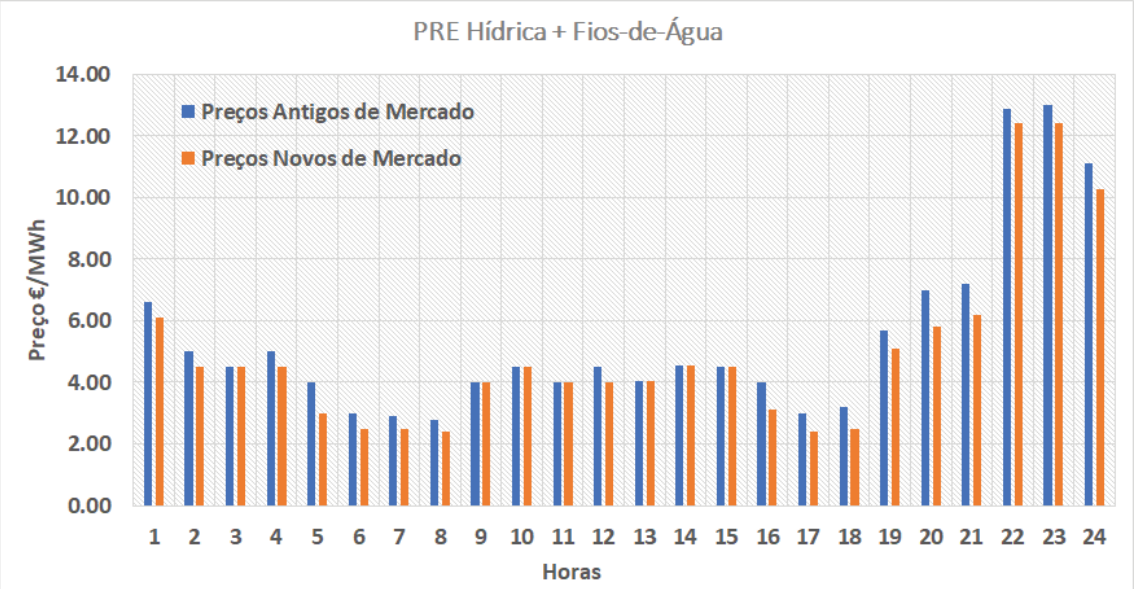



Figura 5.1: Preços antigos e novos de mercado para as 24 horas do dia 8 de maio de 2016.

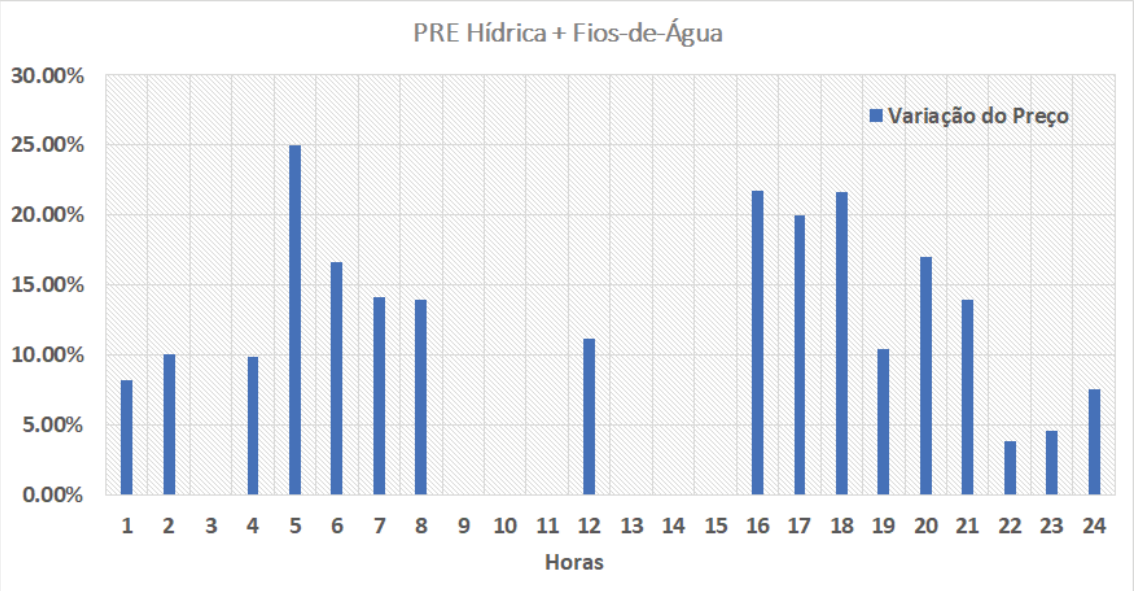



Figura 5.2: Variações dos preços de mercado em percentagem para o dia 8 de maio de 2016, devido à alteração da PRE Hídrica + Fios-de-Água.

Apresentam-se agora os resultados do aumento de 25% da PRE Eólica para o mesmo dia. Neste caso são apresentados a tabela com todos os valores já referidos anteriormente bem como o gráfico das variações dos preços em percentagem.

Através da análise da Tabela 5.2 pode-se afirmar que as variações são superiores às registadas acima, devido ao simples de facto de nesse dia as produções de energia Eólica terem sido superiores às da PRE Hídrica.

Tabela 5.2: Resultados para um aumento de 25% da PRE Eólica para o dia 8 de maio de 2016.

| **Dia 8 de Maio de 2016 - Aumento de 25% da PRE Eólica** | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| **Hora** | **Energia de Mercado (MWh)** | **Preço de Mercado (€/MWh)** | **Nova Energia de Mercado (MWh)** | **Novo Preço de Mercado (€/MWh)** | **Redução do Preço (€/MWh)** | **Redução do Preço (%)** |
| 1 | 22680,60 | 6,63 | 23002,10 | 5,69 | 0,94 | 14,18% |
| 2 | 21772,90 | 5,00 | 22064,90 | 4,50 | 0,50 | 10,00% |
| 3 | 20956,90 | 4,50 | 21166,90 | 4,00 | 0,50 | 11,11% |
| 4 | 21322,40 | 4,99 | 21395,40 | 4,00 | 0,99 | 19,84% |
| 5 | 20594,40 | 4,00 | 21083,20 | 2,50 | 1,50 | 37,50% |
| 6 | 20539,20 | 3,00 | 20922,30 | 2,30 | 0,70 | 23,33% |
| 7 | 20647,20 | 2,91 | 20852,20 | 2,30 | 0,61 | 20,96% |
| 8 | 20623,80 | 2,79 | 20806,80 | 2,30 | 0,49 | 17,56% |
| 9 | 21371,90 | 4,00 | 21677,50 | 2,50 | 1,50 | 37,50% |
| 10 | 23049,30 | 4,50 | 23057,30 | 4,00 | 0,50 | 11,11% |
| 11 | 24550,20 | 4,00 | 24640,60 | 3,00 | 1,00 | 25,00% |
| 12 | 25431,20 | 4,50 | 25438,20 | 4,00 | 0,50 | 11,11% |
| 13 | 25676,40 | 4,04 | 25839,40 | 4,00 | 0,04 | 0,99% |
| 14 | 26007,20 | 4,55 | 26014,20 | 4,00 | 0,55 | 12,09% |
| 15 | 25957,40 | 4,50 | 25964,40 | 4,00 | 0,50 | 11,11% |
| 16 | 24877,80 | 4,00 | 25338,53 | 2,40 | 1,60 | 40,00% |
| 17 | 24294,60 | 3,00 | 24525,30 | 2,30 | 0,70 | 23,33% |
| 18 | 23850,40 | 3,19 | 24218,20 | 2,30 | 0,89 | 27,90% |
| 19 | 23101,60 | 5,69 | 23341,30 | 5,00 | 0,69 | 12,13% |
| 20 | 23436,70 | 7,00 | 23738,50 | 5,69 | 1,31 | 18,71% |
| 21 | 23608,40 | 7,19 | 23698,13 | 5,69 | 1,50 | 20,86% |
| 22 | 25019,40 | 12,89 | 25106,28 | 12,09 | 0,80 | 6,21% |
| 23 | 25007,50 | 12,99 | 25145,50 | 12,14 | 0,85 | 6,54% |
| 24 | 24063,10 | 11,10 | 24476,30 | 9,84 | 1,26 | 11,35% |
| Média | 23268,35 | 5,46 | 23479,73 | 4,61 | 0,85 | 17,93% |

Neste caso a variação mais elevada em €/MWh coincide com o valor mais elevado em percentagem, mais propriamente cerca de 1,60 €/MWh o que corresponde a uma variação de 40%, ocorrendo esse máximo na hora 16.

Em termos de valores médios para este dia no que diz respeito à PRE Eólica, regista-se cerca de 0,85 €/MWh e uma percentagem a rondar os 18%.

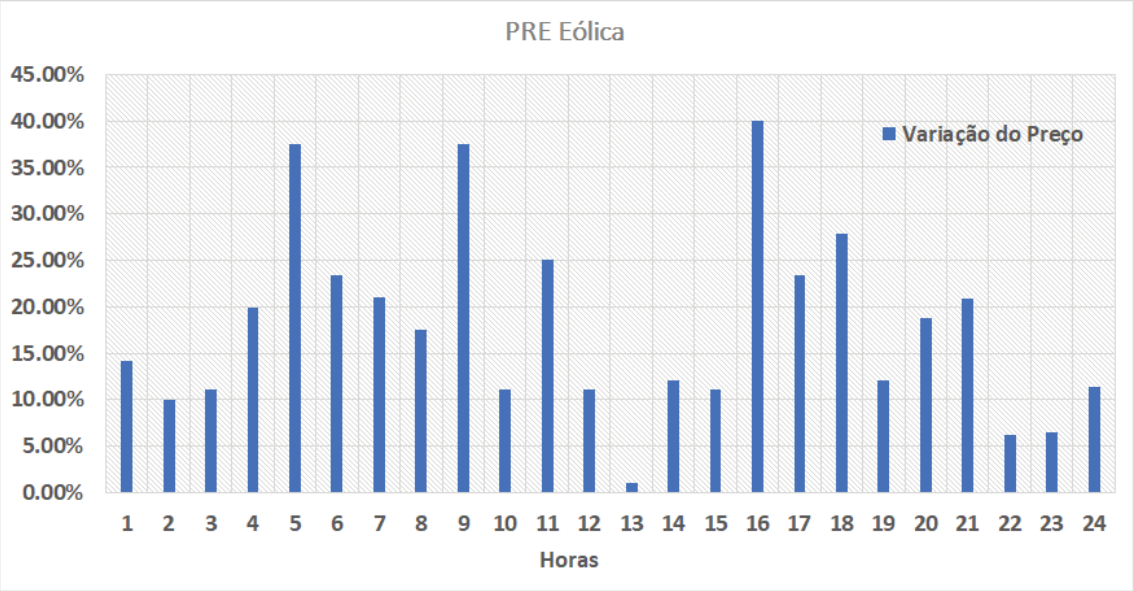



Figura 5.3: Variações dos preços de mercado em percentagem para o dia 8 de maio de 2016 com alteração da PRE Eólica.

Tabela 5.3: Resultados para um aumento de 25% da PRE Fotovoltaica para o dia 8 de maio de 2016.

| Dia 8 de Maio de 2016 - Aumento de 25% da PRE Fotovoltaica | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| **Hora** | **Energia de Mercado (MWh)** | **Preço de Mercado (€/MWh)** | **Nova Energia de Mercado (MWh)** | **Novo Preço de Mercado (€/MWh)** | **Redução do Preço (€/MWh)** | **Redução do Preço (%)** |
| 1 | 22680,60 | 6,63 | 22680,60 | 6,63 | 0,00 | 0,00% |
| 2 | 21772,90 | 5,00 | 21772,90 | 5,00 | 0,00 | 0,00% |
| 3 | 20956,90 | 4,50 | 20956,90 | 4,50 | 0,00 | 0,00% |
| 4 | 21322,40 | 4,99 | 21322,40 | 4,99 | 0,00 | 0,00% |
| 5 | 20594,40 | 4,00 | 20594,40 | 4,00 | 0,00 | 0,00% |
| 6 | 20539,20 | 3,00 | 20739,30 | 3,00 | 0,00 | 0,00% |
| 7 | 20647,20 | 2,91 | 20647,20 | 2,91 | 0,00 | 0,00% |
| 8 | 20623,80 | 2,79 | 20623,80 | 2,79 | 0,00 | 0,00% |
| 9 | 21371,90 | 4,00 | 21371,90 | 4,00 | 0,00 | 0,00% |
| 10 | 23049,30 | 4,50 | 23049,30 | 4,50 | 0,00 | 0,00% |
| 11 | 24550,20 | 4,00 | 24550,20 | 4,00 | 0,00 | 0,00% |
| 12 | 25431,20 | 4,50 | 25431,20 | 4,50 | 0,00 | 0,00% |
| 13 | 25676,40 | 4,04 | 25676,40 | 4,04 | 0,00 | 0,00% |
| 14 | 26007,20 | 4,55 | 26007,20 | 4,55 | 0,00 | 0,00% |
| 15 | 25957,40 | 4,50 | 25957,40 | 4,50 | 0,00 | 0,00% |
| 16 | 24877,80 | 4,00 | 24877,80 | 4,00 | 0,00 | 0,00% |
| 17 | 24294,60 | 3,00 | 24294,60 | 3,00 | 0,00 | 0,00% |
| 18 | 23850,40 | 3,19 | 23850,40 | 3,19 | 0,00 | 0,00% |
| 19 | 23101,60 | 5,69 | 23101,60 | 5,69 | 0,00 | 0,00% |
| 20 | 23436,70 | 7,00 | 23509,50 | 7,00 | 0,00 | 0,00% |
| 21 | 23608,40 | 7,19 | 23608,40 | 7,19 | 0,00 | 0,00% |
| 22 | 25019,40 | 12,89 | 25019,40 | 12,89 | 0,00 | 0,00% |
| 23 | 25007,50 | 12,99 | 25007,50 | 12,99 | 0,00 | 0,00% |
| 24 | 24063,10 | 11,10 | 24063,10 | 11,10 | 0,00 | 0,00% |
| Média | 23268,35 | 5,46 | 23279,73 | 5,46 | 0,00 | 0,00% |

Como se pode observar, neste dia a produção derivada da tecnologia fotovoltaica foi nula ou muito baixa, pelo que o novo preço de mercado se manteve inalterado ao longo do dia. Ou seja, a energia acrescida às curvas das vendas não fez com que a interceção passasse a ocorrer no seguinte degrau do preço. Como seria de esperar as variações são sempre nulas, pelo que se torna desnecessário representar o gráfico das variações.

Em seguida apresenta-se a tabela com os valores registados para o aumento de 25% da PRE Total.

Tabela 5.4: Resultados para um aumento de 25% da PRE Total para o dia 8 de maio de 2016.

| Dia 8 de Maio de 2016 - Aumento de 25% da PRE Total | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| **Hora** | **Energia de Mercado (MWh)** | **Preço de Mercado (€/MWh)** | **Nova Energia de Mercado (MWh)** | **Novo Preço de Mercado (€/MWh)** | **Redução do Preço (€/MWh)** | **Redução do Preço (%)** |
| 1 | 22680,60 | 6,63 | 23050,10 | 5,00 | 1,63 | 24,59% |
| 2 | 21772,90 | 5,00 | 22067,00 | 4,00 | 1,00 | 20,00% |
| 3 | 20956,90 | 4,50 | 21276,44 | 3,00 | 1,50 | 33,33% |
| 4 | 21322,40 | 4,99 | 21395,40 | 4,00 | 0,99 | 19,84% |
| 5 | 20594,40 | 4,00 | 21198,20 | 2,30 | 1,70 | 42,50% |
| 6 | 20539,20 | 3,00 | 20922,30 | 2,30 | 0,70 | 23,33% |
| 7 | 20647,20 | 2,91 | 20852,20 | 2,30 | 0,61 | 20,96% |
| 8 | 20623,80 | 2,79 | 20806,80 | 2,30 | 0,49 | 17,56% |
| 9 | 21371,90 | 4,00 | 21860,50 | 2,30 | 1,70 | 42,50% |
| 10 | 23049,30 | 4,50 | 23187,30 | 3,00 | 1,50 | 33,33% |
| 11 | 24550,20 | 4,00 | 24833,70 | 2,50 | 1,50 | 37,50% |
| 12 | 25431,20 | 4,50 | 25601,20 | 3,00 | 1,50 | 33,33% |
| 13 | 25676,40 | 4,04 | 26030,10 | 3,00 | 1,04 | 25,74% |
| 14 | 26007,20 | 4,55 | 26014,20 | 4,00 | 0,55 | 12,09% |
| 15 | 25957,40 | 4,50 | 26127,40 | 4,00 | 0,50 | 11,11% |
| 16 | 24877,80 | 4,00 | 25418,30 | 2,30 | 1,70 | 42,50% |
| 17 | 24294,60 | 3,00 | 24525,30 | 2,30 | 0,70 | 23,33% |
| 18 | 23850,40 | 3,19 | 24218,20 | 2,30 | 0,89 | 27,90% |
| 19 | 23101,60 | 5,69 | 23490,30 | 4,50 | 1,19 | 20,91% |
| 20 | 23436,70 | 7,00 | 23776,50 | 5,00 | 2,00 | 28,57% |
| 21 | 23608,40 | 7,19 | 23875,40 | 5,00 | 2,19 | 30,46% |
| 22 | 25019,40 | 12,89 | 25365,92 | 11,56 | 1,33 | 10,32% |
| 23 | 25007,50 | 12,99 | 25373,50 | 11,59 | 1,40 | 10,78% |
| 24 | 24063,10 | 11,10 | 24568,20 | 8,00 | 3,10 | 27,93% |
| Média | 23268,35 | 5,46 | 23576,44 | 4,15 | 1,31 | 25,85% |

Neste caso e como seria de esperar, as variações são superiores devido ao facto de agora serem acrescidas quantidades de energia superiores em relação ao estudo das tecnologias isoladas.

O máximo em termos de €/MWh ocorre na hora 24 em que se registou uma diminuição no preço de 3,10 €/MWh. No entanto, em termos percentuais o valor mais elevado ocorre na hora 16, assinalada a vermelho, com uma diminuição de 42,50% em relação ao valor original. É importante salientar que as variações apresentam valores elevados comparando com a maioria das análises apresentadas em seguida devido ao facto de estarmos a lidar com preços de mercado muito baixos, pelo que qualquer mudança no preço tem um grande impacto percentual.

Já no que diz respeito aos valores médios registados nesse dia para a totalidade da PRE em Portugal Continental a variação média em percentagem foi de 25,85% e de 1,31 €/MWh, pelo que o preço médio passa de 5,46 €/MWh para 4,15 €/MWh.

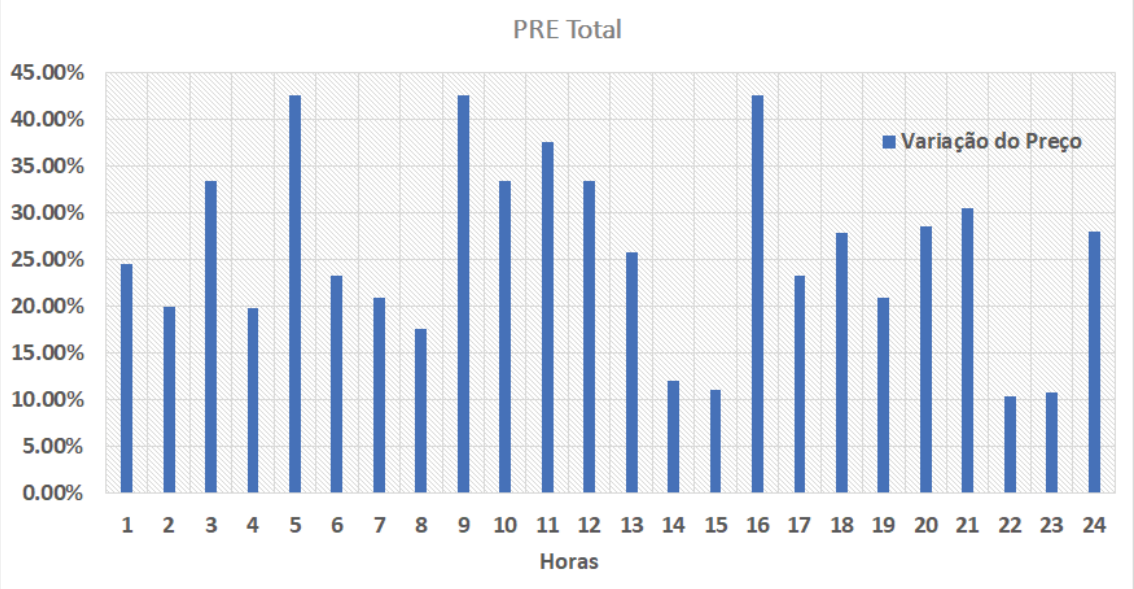



Figura 5.4: Variações dos preços de mercado em percentagem para o dia 8 de maio de 2016 com alteração da PRE Total.

Em seguida, para melhor perceção quais as tecnologias fazem variar mais os preços ao longo do dia 8 de maio, apresenta-se um gráfico com os diferentes novos preços registados nas 24 horas para os distintos cenários de aumento da PRE. Como seria de esperar a PRE Total torna os preços mais baixos e a PRE Fotovoltaica apresenta os mais próximos dos originais.

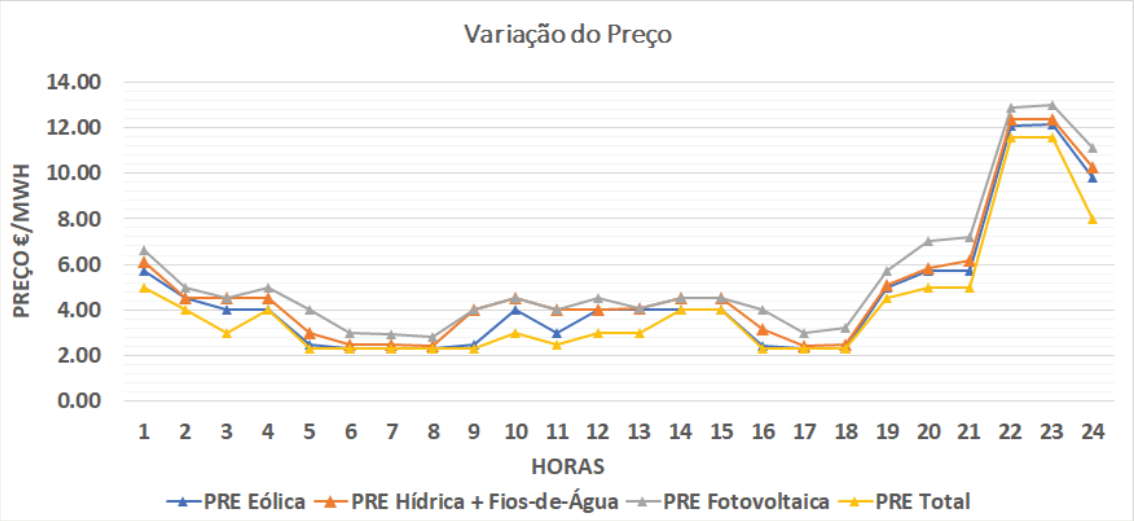



Figura 5.5: Variações do Preço de Mercado devido às diversas tecnologias no dia 8 de maio de 2016.

## 5.3 Cenários de Aumento da PRE em Portugal no Dia 10 de junho de 2016

Nesta subsecção serão analisados apresentados os resultados obtidos para um cenário de crescimento das distintas tecnologias de PRE em cerca de 25%, no dia 10 de junho de 2016. Optou-se por este dia por se achar pertinente analisar um feriado em que os consumos podem fugir um pouco à regra e, por isso, provocar possíveis variações fora do normal.

Tabela 5.5: Resultados para um aumento de 25% da PRE Hídrica + Fios-de-Água para o dia 10 de junho de 2016.

| **Dia 10 de junho de 2016 - Aumento de 25% da PRE Hídrica + Fios-de-Água** | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| **Hora** | **Energia de Mercado (MWh)** | **Preço de Mercado (€/MWh)** | **Nova Energia de Mercado (MWh)** | **Novo Preço de Mercado (€/MWh)** | **Redução do Preço (€/MWh)** | **Redução do Preço (%)** |
| 1 | 6047,70 | 33,59 | 6304,94 | 33,19 | 0,40 | 1,19% |
| 2 | 22147,30 | 43,03 | 22147,30 | 43,03 | 0,00 | 0,00% |
| 3 | 20786,10 | 39,00 | 20831,30 | 36,52 | 2,48 | 6,36% |
| 4 | 19980,80 | 36,20 | 20017,23 | 35,00 | 1,20 | 3,31% |
| 5 | 19927,30 | 35,41 | 19969,70 | 33,71 | 1,70 | 4,80% |
| 6 | 19944,60 | 34,30 | 19959,70 | 33,71 | 0,59 | 1,72% |
| 7 | 21163,40 | 40,00 | 21210,40 | 36,90 | 3,10 | 7,75% |
| 8 | 4920,10 | 33,49 | 5120,58 | 33,19 | 0,30 | 0,90% |
| 9 | 4993,40 | 33,59 | 5220,84 | 33,39 | 0,20 | 0,60% |
| 10 | 5402,60 | 33,44 | 5654,47 | 31,69 | 1,75 | 5,23% |
| 11 | 5580,20 | 33,59 | 5949,26 | 31,69 | 1,90 | 5,66% |
| 12 | 5681,00 | 35,69 | 5970,68 | 33,49 | 2,20 | 6,16% |
| 13 | 5912,50 | 33,69 | 6246,46 | 33,39 | 0,30 | 0,89% |
| 14 | 5974,40 | 40,69 | 6147,56 | 33,59 | 7,10 | 17,45% |
| 15 | 29442,30 | 36,20 | 29459,10 | 34,49 | 1,71 | 4,72% |
| 16 | 5781,10 | 33,69 | 6027,84 | 33,44 | 0,25 | 0,74% |
| 17 | 5849,50 | 33,59 | 6097,04 | 33,39 | 0,20 | 0,60% |
| 18 | 5663,90 | 35,50 | 5891,06 | 33,59 | 1,91 | 5,38% |
| 19 | 5743,00 | 33,69 | 5992,43 | 33,39 | 0,30 | 0,89% |
| 20 | 5798,80 | 33,69 | 6012,01 | 33,49 | 0,20 | 0,59% |
| 21 | 5860,90 | 35,50 | 6071,23 | 33,59 | 1,91 | 5,38% |
| 22 | 5946,70 | 39,69 | 6088,81 | 33,59 | 6,10 | 15,37% |
| 23 | 6051,60 | 41,69 | 6051,60 | 41,69 | 0,00 | 0,00% |
| 24 | 25216,90 | 36,90 | 25216,90 | 36,90 | 0,00 | 0,00% |
| Média | 11242,34 | 36,08 | 11402,43 | 34,59 | 1,49 | 3,99% |

Da análise da Tabela 5.5 pode-se observar que as variações dos preços não são muito acentuadas, apresentando uma variação percentual média de 4%. Em termos de números, em média o preço no dia 10 de junho passou de 36,08 €/MWh para 34,59 €/MWh, ou seja, apenas uma descida média de 1,49 €/MWh. No entanto de referir que o máximo ocorrido nesse dia, na hora 14, registou uma variação percentual significativa cerca de 17,45% correspondendo a uma descida de 7,10 €/MWh.

Em seguida a Figura 5.6 apresenta as variações percentuais ao longo do dia num gráfico de barras, onde é percetível as diferenças entre as diferentes horas.

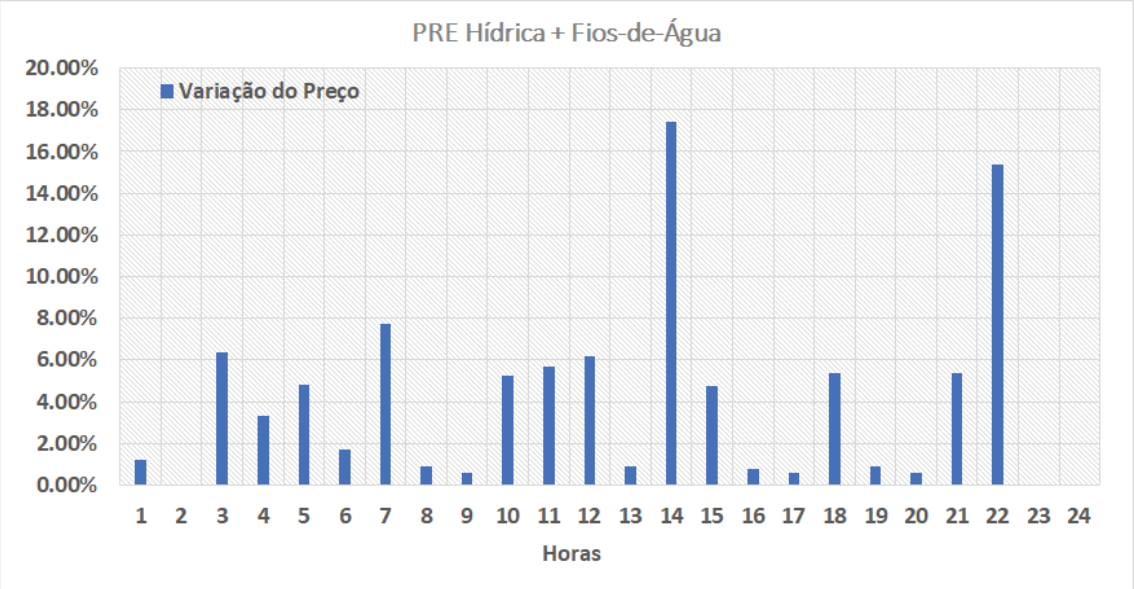



Figura 5.6: Variações dos preços de mercado em percentagem para o dia 10 de junho de 2016, com alteração da PRE Hídrica.

Tabela 5.6: Resultados para um aumento de 25% da PRE Eólica para o dia 10 de junho de 2016.

| Dia 10 de junho de 2016 - Aumento de 25% da PRE Eólica | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| **Hora** | **Energia de Mercado (MWh)** | **Preço de Mercado (€/MWh)** | **Nova Energia de Mercado (MWh)** | **Novo Preço de Mercado (€/MWh)** | **Redução do Preço (€/MWh)** | **Redução do Preço (%)** |
| 1 | 6047,70 | 33,59 | 6570,20 | 31,45 | 2,14 | 6,37% |
| 2 | 22147,30 | 43,03 | 22211,60 | 41,00 | 2,03 | 4,72% |
| 3 | 20786,10 | 39,00 | 20855,70 | 36,30 | 2,70 | 6,92% |
| 4 | 19980,80 | 36,20 | 20068,58 | 33,69 | 2,51 | 6,93% |
| 5 | 19927,30 | 35,41 | 20217,67 | 33,49 | 1,92 | 5,42% |
| 6 | 19944,60 | 34,30 | 20254,83 | 33,49 | 0,81 | 2,36% |
| 7 | 21163,40 | 40,00 | 21210,40 | 36,34 | 3,66 | 9,15% |
| 8 | 4920,10 | 33,49 | 5329,60 | 31,45 | 2,04 | 6,09% |
| 9 | 4993,40 | 33,59 | 5511,76 | 31,69 | 1,90 | 5,66% |
| 10 | 5402,60 | 33,44 | 5817,38 | 31,39 | 2,05 | 6,13% |
| 11 | 5580,20 | 33,59 | 5878,68 | 33,19 | 0,40 | 1,19% |
| 12 | 5681,00 | 35,69 | 5895,34 | 33,59 | 2,10 | 5,88% |
| 13 | 5912,50 | 33,69 | 6244,75 | 33,39 | 0,30 | 0,89% |
| 14 | 5974,40 | 40,69 | 6197,44 | 33,59 | 7,10 | 17,45% |
| 15 | 29442,30 | 36,20 | 29559,56 | 33,69 | 2,51 | 6,93% |
| 16 | 5781,10 | 33,69 | 6272,89 | 31,69 | 2,00 | 5,94% |
| 17 | 5849,50 | 33,59 | 6456,75 | 31,39 | 2,20 | 6,55% |
| 18 | 5663,90 | 35,50 | 6328,21 | 31,69 | 3,81 | 10,73% |
| 19 | 5743,00 | 33,69 | 6374,61 | 31,69 | 2,00 | 5,94% |
| 20 | 5798,80 | 33,69 | 6378,19 | 31,69 | 2,00 | 5,94% |
| 21 | 5860,90 | 35,50 | 6370,42 | 33,19 | 2,31 | 6,51% |
| 22 | 5946,70 | 39,69 | 6388,35 | 33,39 | 6,30 | 15,87% |
| 23 | 6051,60 | 41,69 | 6312,89 | 33,49 | 8,20 | 19,67% |
| 24 | 25216,90 | 36,90 | 25216,90 | 36,90 | 0,00 | 0,00% |
| Média | 11242,34 | 36,08 | 11580,11 | 33,45 | 2,62 | 7,05% |

Neste dia verifica-se novamente o cenário mais comum ao longo do ano de 2016, a PRE Eólica mais elevada em relação a todas as outras tecnologias. Como consequência deste facto em termos médios as variações devido ao aumento de 25% da PRE Eólica são superiores às restantes variações.

A maior descida em termos de preço coincide com a maior variação percentual, que ocorre na hora 23. Fala-se então de uma descida de preço no valor de 8,20 €/MWh que corresponde a uma variação de quase 20%. Em termos de média diária, o preço passou de 36,08 €/MWh para 33,45 €/MWh, o que corresponde a uma diferença de 2,62 €/MWh.

De referir que da observação da Figura 5.7 se verifica que na hora 24 não há diferença registada. Este facto deve-se ao mesmo motivo já referido na subsecção anterior, isto é a quantidade de energia nova que é somada não é suficiente para que a interceção ocorra no degrau seguinte, pelo que o preço se mantém inalterado. Apesar de causar alguma estranheza o facto de a Energia em Mercado se manter constante após se ter somado 25% da PRE Eólica, é justificado pelo simples

facto de que a interseção é do tipo vertical (ilustrada no Capítulo 4) e a nova interseção ocorre para a mesma quantidade de energia apesar da deslocação da curva das vendas.

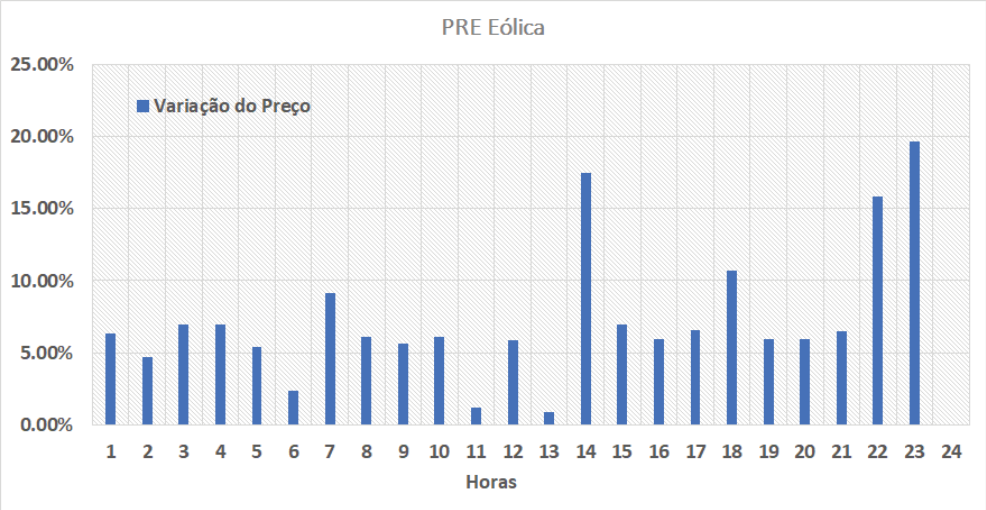



Figura 5.7: Variações dos preços de mercado em percentagem para o dia 10 de junho de 2016, com alteração da PRE Eólica.

Apresenta-se em seguida o gráfico das variações percentuais para o cenário de aumento da PRE Fotovoltaica em 25%. Opta-se por não apresentar a tabela de valores pelo facto de que na maioria das horas as variações são nulas. O máximo em termos percentuais coincide com o máximo da variação em termos de €/MWh. Esta variação ocorre na hora 12 e representa uma variação de 5,6% que corresponde a 2 €/MWh. Em termos médios a diminuição do preço registou valores na ordem dos 0,19 €/MWh. No entanto e como já referido este valor médio não é muito conclusivo pois inclui muitos valores nulos devido às horas noturnas.

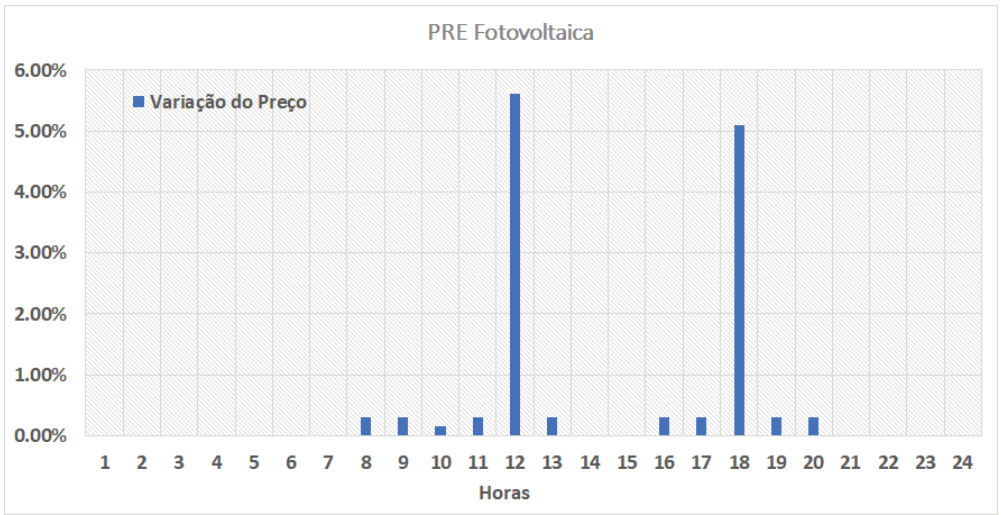



Figura 5.8: Variações dos preços de mercado em percentagem para o dia 10 de junho de 2016, com alteração da PRE Fotovoltaica.

Tabela 5.7: Resultados para um aumento de 25% da PRE Total para o dia 10 de junho de 2016.

| Dia 10 de junho de 2016 - Aumento de 25% da PRE Total | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| **Hora** | **Energia de Mercado (MWh)** | **Preço de Mercado (€/MWh)** | **Nova Energia de Mercado (MWh)** | **Novo Preço de Mercado (€/MWh)** | **Redução do Preço (€/MWh)** | **Redução do Preço (%)** |
| 1 | 6047,70 | 33,59 | 6757,26 | 31,39 | 2,20 | 6,55% |
| 2 | 22147,30 | 43,03 | 22231,93 | 40,00 | 3,03 | 7,04% |
| 3 | 20786,10 | 39,00 | 20856,70 | 35,50 | 3,50 | 8,97% |
| 4 | 19980,80 | 36,20 | 20296,61 | 33,49 | 2,71 | 7,49% |
| 5 | 19927,30 | 35,41 | 20412,16 | 33,39 | 2,02 | 5,70% |
| 6 | 19944,60 | 34,30 | 20393,63 | 33,39 | 0,91 | 2,65% |
| 7 | 21163,40 | 40,00 | 21210,40 | 36,20 | 3,80 | 9,50% |
| 8 | 4920,10 | 33,49 | 5551,09 | 31,29 | 2,20 | 6,57% |
| 9 | 4993,40 | 33,59 | 5778,46 | 31,29 | 2,30 | 6,85% |
| 10 | 5402,60 | 33,44 | 6130,03 | 29,69 | 3,75 | 11,21% |
| 11 | 5580,20 | 33,59 | 6325,41 | 31,29 | 2,30 | 6,85% |
| 12 | 5681,00 | 35,69 | 6339,04 | 31,69 | 4,00 | 11,21% |
| 13 | 5912,50 | 33,69 | 6663,54 | 31,39 | 2,30 | 6,83% |
| 14 | 5974,40 | 40,69 | 6608,95 | 31,69 | 9,00 | 22,12% |
| 15 | 29442,30 | 36,20 | 29839,10 | 33,49 | 2,71 | 7,49% |
| 16 | 5781,10 | 33,69 | 6571,84 | 31,39 | 2,30 | 6,83% |
| 17 | 5849,50 | 33,59 | 6744,29 | 29,69 | 3,90 | 11,61% |
| 18 | 5663,90 | 35,50 | 6582,73 | 31,39 | 4,11 | 11,58% |
| 19 | 5743,00 | 33,69 | 6635,52 | 31,29 | 2,40 | 7,12% |
| 20 | 5798,80 | 33,69 | 6593,56 | 31,39 | 2,30 | 6,83% |
| 21 | 5860,90 | 35,50 | 6553,64 | 31,69 | 3,81 | 10,73% |
| 22 | 5946,70 | 39,69 | 6563,66 | 31,69 | 8,00 | 20,16% |
| 23 | 6051,60 | 41,69 | 6453,43 | 33,39 | 8,30 | 19,91% |
| 24 | 25216,90 | 36,90 | 25216,90 | 36,90 | 0,00 | 0,00% |
| Média | 11242,34 | 36,08 | 11804,58 | 32,67 | 3,41 | 9,24% |

Em jeito de conclusão da análise do dia 10 de junho de 2016 apresenta-se a tabela e o gráfico para o cenário de aumento de 25% da PRE Total.

A máxima variação em termos de preço ocorreu na hora 14 e mais uma vez coincide com a maior variação em termos percentuais. Estamos em presença de uma variação de 9 €/MWh que corresponde a uma variação percentual de 22,12%. No que diz respeito aos valores médios, neste dia o aumento em 25% da PRE Total influencia os preços na ordem dos 3,41 €/MWh o que ronda os 9,2%.

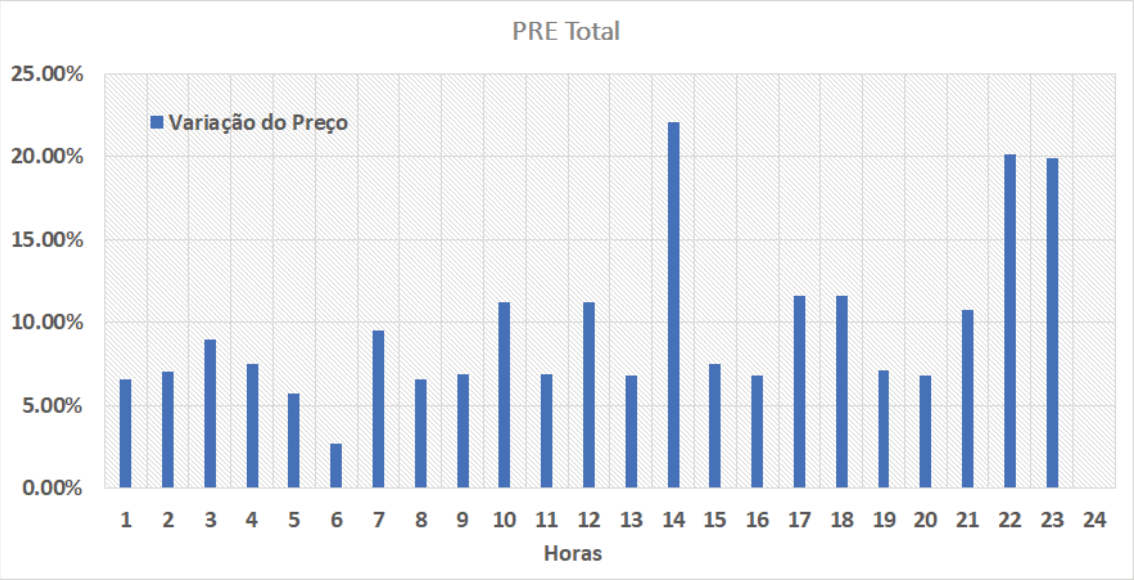



Figura 5.9: Variações dos preços de mercado em percentagem para o dia 10 de junho de 2016, com alteração da PRE Total.

Em jeito de resumo apresenta-se a Figura 5.10 que ilustra as variações dos preços nos diferentes cenários de aumento da PRE ao longo das 24 horas do dia 11 de abril de 2016.

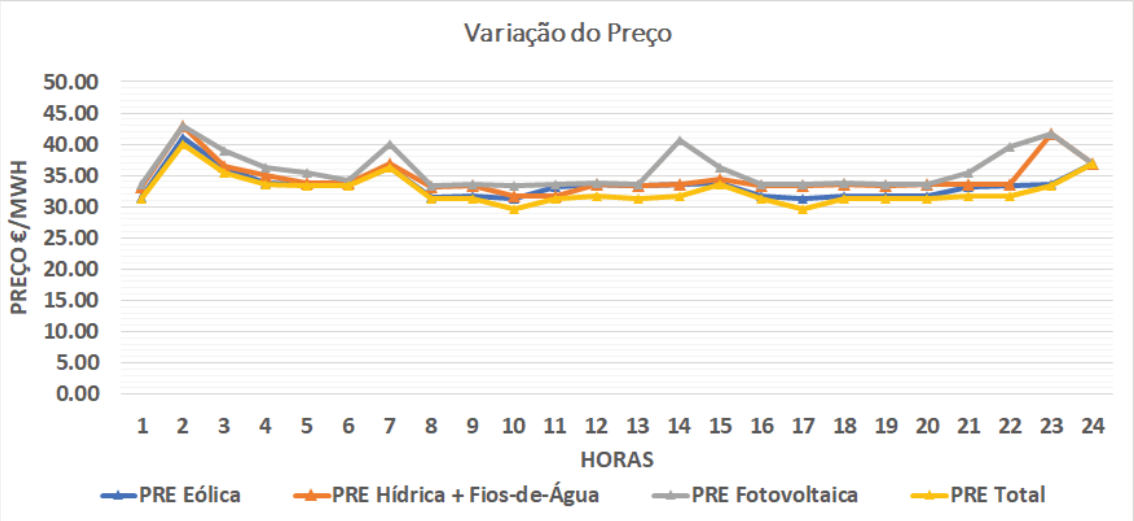



Figura 5.10: Variações do Preço de Mercado devido às diversas tecnologias no dia 11 de abril de 2016

## 5.4 Cenários de Aumento da PRE em Portugal no Dia 11 de abril de 2016

Nesta subsecção o período analisado foi o dia 11 de abril de 2016, pelo facto de apresentar uma elevada produção da PRE Hídrica + Fios-de-Água. A Figura 5.11 contém informação relativa às quantidades de energia envolvidas nas distintas tecnologias de PRE neste período. O objetivo principal é perceber as variações provocadas pela PRE Hídrica quando aumentada em 25%. Apesar do valor da PRE Eólica ser praticamente idêntico ao da PRE Hídrica, este dia é um dos que registou maior produção Hídrica.

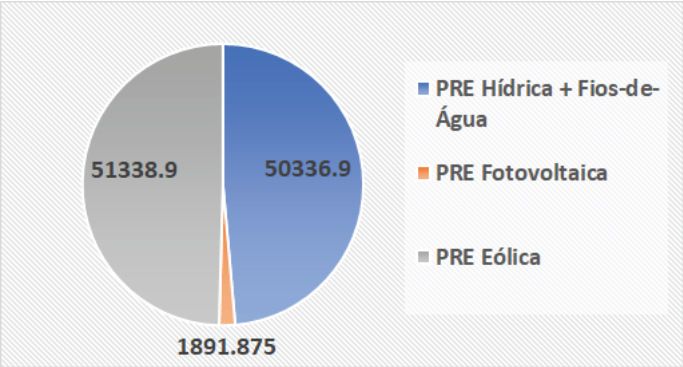



Figura 5.11: Valores das energias por tecnologia.

Tabela 5.8: Resultados para um aumento de 25% da PRE Hídrica + Fios-de-Água para o dia 11 de abril de 2016.

| **Dia 11 de abril de 2016 - Aumento de 25% da PRE Hídrica + Fios-de-Água** | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| **Hora** | **Energia de Mercado (MWh)** | **Preço de Mercado (€/MWh)** | **Nova Energia de Mercado (MWh)** | **Novo Preço de Mercado (€/MWh)** | **Redução do Preço (€/MWh)** | **Redução do Preço (%)** |
| 1 | 24765,20 | 10,50 | 25223,20 | 10,00 | 0,50 | 4,76% |
| 2 | 23975,70 | 9,00 | 23975,70 | 8,69 | 0,31 | 3,44% |
| 3 | 23033,20 | 8,00 | 23452,81 | 7,49 | 0,51 | 6,38% |
| 4 | 22478,30 | 8,19 | 22802,06 | 7,76 | 0,43 | 5,25% |
| 5 | 22304,20 | 8,19 | 22623,77 | 7,91 | 0,28 | 3,42% |
| 6 | 22622,40 | 9,00 | 22642,40 | 8,69 | 0,31 | 3,44% |
| 7 | 23172,00 | 11,90 | 23520,70 | 11,00 | 0,90 | 7,56% |
| 8 | 26097,80 | 19,00 | 26130,40 | 18,09 | 0,91 | 4,79% |
| 9 | 28748,80 | 21,25 | 28750,80 | 20,69 | 0,56 | 2,64% |
| 10 | 30663,60 | 25,68 | 30724,50 | 22,94 | 2,74 | 10,67% |
| 11 | 31840,90 | 23,69 | 31921,00 | 21,25 | 2,44 | 10,30% |
| 12 | 32212,90 | 21,00 | 32212,90 | 21,00 | 0,00 | 0,00% |
| 13 | 32442,70 | 20,69 | 32447,40 | 20,00 | 0,69 | 3,33% |
| 14 | 32111,50 | 20,00 | 32120,70 | 18,69 | 1,31 | 6,55% |
| 15 | 31277,10 | 18,50 | 31324,00 | 17,69 | 0,81 | 4,38% |
| 16 | 30606,00 | 15,50 | 30711,10 | 13,00 | 2,50 | 16,13% |
| 17 | 30190,10 | 15,00 | 30225,80 | 12,79 | 2,21 | 14,73% |
| 18 | 29831,60 | 15,69 | 29882,60 | 13,47 | 2,22 | 14,15% |
| 19 | 29126,60 | 16,69 | 29198,70 | 15,00 | 1,69 | 10,13% |
| 20 | 28880,00 | 19,01 | 28985,40 | 17,89 | 1,12 | 5,89% |
| 21 | 30069,70 | 25,01 | 30190,85 | 22,90 | 2,11 | 8,44% |
| 22 | 29709,10 | 31,49 | 29785,60 | 28,44 | 3,05 | 9,69% |
| 23 | 29517,50 | 27,86 | 29579,00 | 25,00 | 2,86 | 10,27% |
| 24 | 27653,00 | 20,00 | 27744,50 | 18,69 | 1,31 | 6,55% |
| Média | 28055,41 | 17,54 | 28174,00 | 16,21 | 1,32 | 7,20% |

Da leitura da Tabela 5.8 pode-se afirmar que existem variações de preço em 23 das 24 horas do dia 11 de abril. Foi na hora 16 que ocorre a maior variação percentual, cerca de 16,13%. Já no que diz respeito à maior variação de preço, foi na hora 22 e com valor de 3,05 €/MWh. Em relação aos valores médios do período analisado a variação percentual foi de 7,20% o que corresponde a uma diminuição do preço na ordem dos 1,3 €/MWh. Em termos de energia em mercado, a média de energia passa de 28055,41 MWh para 28174 MWh.

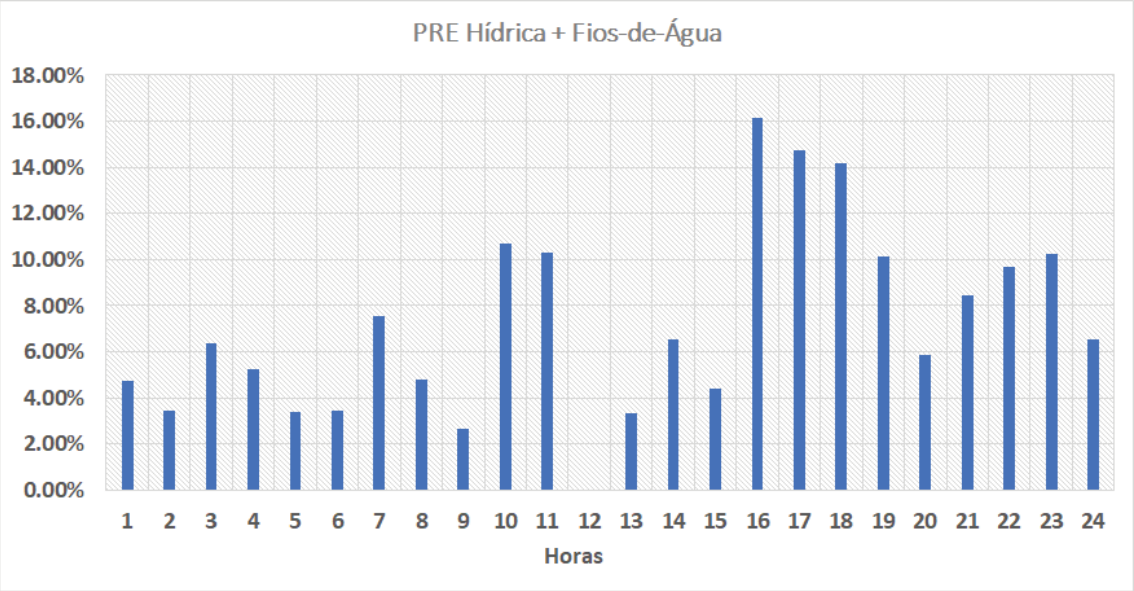



Figura 5.12: Variações dos preços de mercado em percentagem para o dia 11 de abril, com alteração da PRE Hídrica + Fios-de-Água.

A Figura 5.13 apresenta as variações percentuais registadas para as restantes tecnologias bem como a PRE Total para o dia analisado. De notar que o máximo percentual para o cenário de aumento da PRE Eólica foi de 18,13%, na hora 16, que correspondeu a uma descida de preço na ordem dos 2,81 €/MWh. No entanto, neste mesmo cenário a variação máxima em termos de preço ocorre na hora 22 com um valor de 3,05 €/MWh.

Na PRE Fotovoltaica mais uma vez não há quase alterações, pois apenas duas horas é que sofreram algum tipo de alteração. Regista o seu pico na hora 10, com uma diminuição do preço na ordem dos 0,6 €/MWh, que representa uma variação percentual de 2,61%.

A verde encontram-se as barras que registam as variações percentuais devido ao aumento de 25% da PRE Total. A maior variação percentual ocorreu na hora 16 com valor aproximado de 28%. Já o pico em termos de descida de preço ocorre na hora 22 com uma descida de preço a rondar os 5,8 €/MWh.

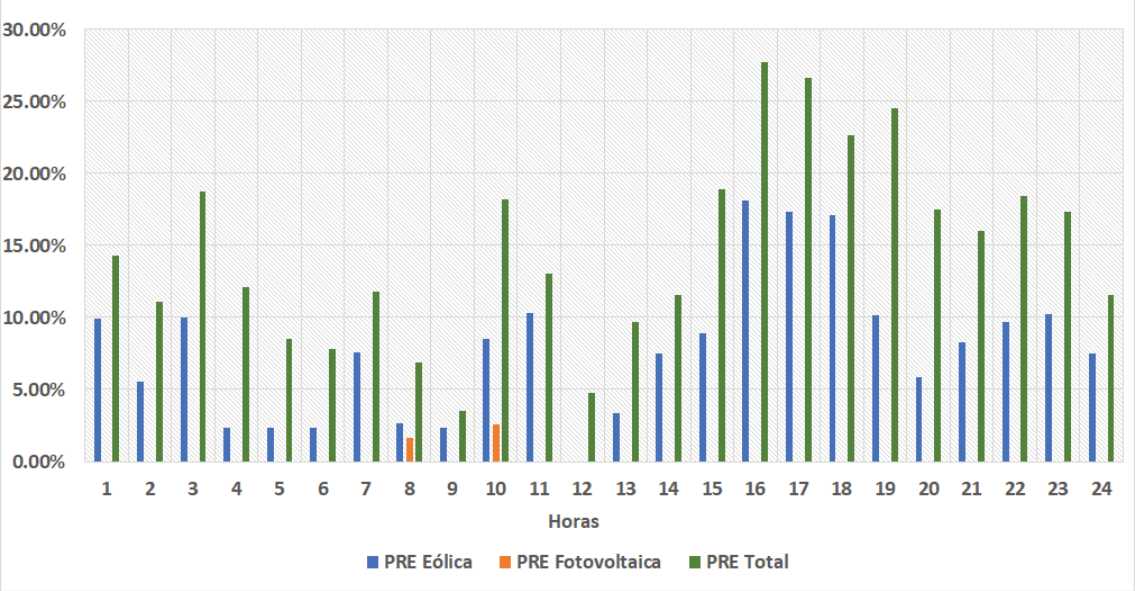



Figura 5.13: Variações dos preços de mercado em percentagem para o dia 11 de abril, com alteração da PRE Eólica, Fotovoltaica e Total.

Em Anexo encontram-se as tabelas com os valores registados para cenários de aumento de 25% da PRE Eólica, Fotovoltaica e Total, respetivamente a Tabela A.1, A.2 e A.3.

## 5.5 Cenários de Diminuição da PRE em Portugal

Nesta subsecção são apresentados os resultados obtidos para um cenário de diminuição da PRE em Portugal para o escalão de 25%. Todo o processo de cálculo do novo Preço de Mercado é idêntico ao anterior, exceto que neste caso a energia que corresponde aos 25% do original é subtraída em vez de somada, pelo que ocorre uma translação da curva das vendas para a esquerda. Esta translação leva a que todos os novos Preços de Mercado encontrados sejam mais elevados que o original.

Os períodos analisados foram o dia 11 de abril e 10 de junho de 2016. São apresentados os gráficos das variações percentuais dos preços ao longo do período analisado, bem como gráficos de comparação entre os cenários de diminuição e de aumento da PRE Total em 25%.

As tabelas com todos os valores retirados da aplicação encontram-se em anexo, mais propriamente as Tabelas A.4, A.5, A.6 e A.7.

### 5.5.1 Cenário de Diminuição da PRE em Portugal no Dia 10 de junho de 1016

A Figura 5.14 apresenta a variação do preço ao longo do dia devido a uma diminuição de 25% das diversas tecnologias da PRE. Como seria de esperar o cenário em que se diminui a PRE Total corresponde à maior variação percentual do Preço de Mercado.

Em relação aos seus valores percentuais máximos, para a PRE Hídrica + Fios-de-Água ocorreu na hora 12, com valor de 19,45% que representa um aumento de 8,62 €/MWh no Preço de Mercado. Já para a PRE Eólica o máximo percentual também coincide com a maior variação em €/MWh no preço. Neste caso ocorre um aumento na ordem dos 26,26% que diz respeito a um aumento em relação ao preço original de 12 €/MWh. Para a PRE Fotovoltaica verifica-se o cenário mais comum, ou seja, a maioria das horas com variação nula, sendo que na hora 12 se regista uma variação máxima de 12,29% que corresponde a um aumento de 5 €/MWh. Por fim, da diminuição da PRE Total resulta um máximo de 28,32% com um aumento do preço a rondar os 13,31 €/MWh.

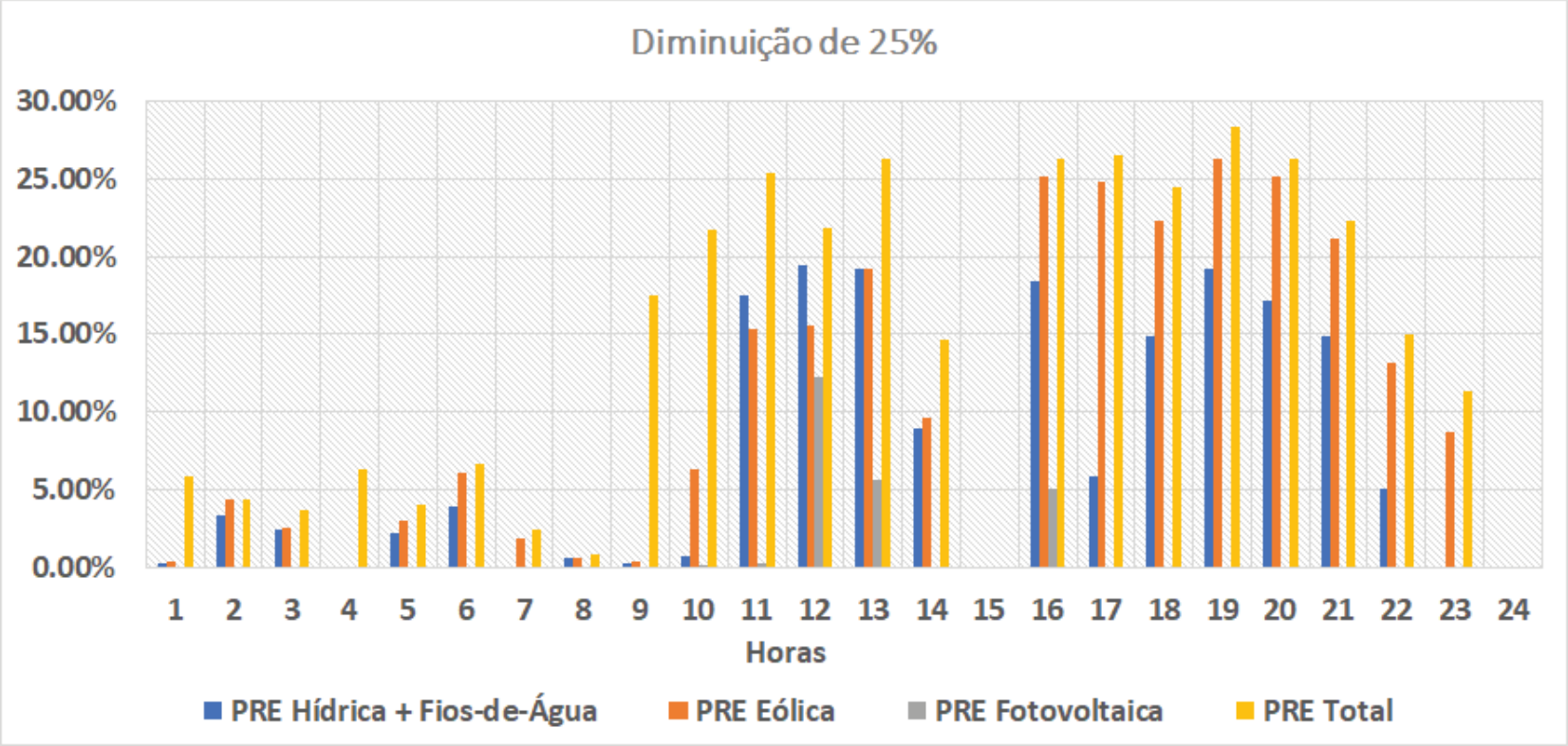



Figura 5.14: Variações dos preços de mercado em percentagem para o dia 10 de junho de 2016.

Importante salientar a justificação que leva à existência de valores como os obtidos nas horas 1,4 e 9. Pois apresentam variações nulas ou muito baixas aquando da alteração de uma das tecnologias da PRE e quando se analisa a PRE Total apresentam variações percentuais significativas. Isto deve-se ao facto de os gráficos se referirem a variações de preço e não da energia, pelo que pode ocorrer que o aumento parcelar das PREs individuais não originem variações de preço. No entanto, ao realizar a soma das três energias provenientes das três tecnologias (PRE Total), a variação do preço já pode ser elevada porque, na curva agregada das ofertas de venda, se mudou de escalão/segmento de reta.

Em termos de valores médios da variação percentual do preço para o período analisado, a Figura 5.15 ilustra esses valores, em que é possível afirmar que mais uma vez, das tecnologias envolvidas a que mais influencia a variação do preço foi a PRE Eólica.

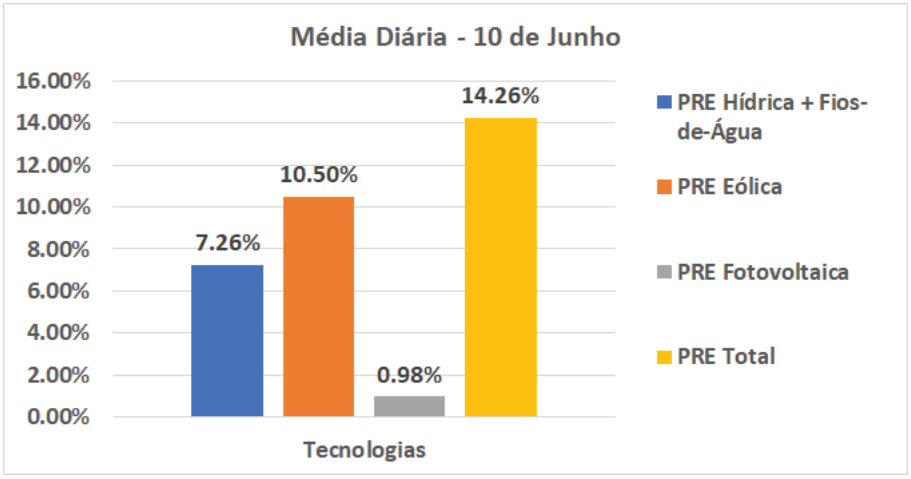



Figura 5.15: Variações dos preços de mercado em percentagem para o dia 10 de junho de 2016.

### 5.5.2 Cenários de Diminuição da PRE em Portugal no Dia 11 de abril de 2016

A Figura 5.16 diz respeito aos valores da variação percentual para um decréscimo de 25% das distintas tecnologias da PRE. A PRE Fotovoltaica não está representada porque nas 24 horas do dia analisado não provocou nenhuma alteração no Preço de Mercado.

A PRE Hídrica + Fios-de-Água, devido à sua elevada produção regista valores ao nível da PRE Eólica, que é normalmente a PRE que mais influencia os preços. O seu máximo em termos percentuais foi registado na hora 18 no valor de 12,3% que corresponde a uma subida do Preço de Mercado em cerca de 2,2 €/MWh.

O cenário de descida da PRE Eólica provoca uma variação máxima de 13,89% registada na hora 16. Nessa mesma hora também ocorre a maior variação em termos de €/MWh, levando a uma subida do preço em 2,5 €/MWh. Numa visão geral, a PRE Total regista o seu máximo de variação percentual na hora 17 no valor de 17,08% que corresponde a uma subida do preço

no valor de 3,09 €/MWh. No entanto não é nesta hora que ocorre a maior variação no que diz respeito a €/MWh, mas sim na hora 23 com o valor de 3,50 €/MWh.

De referir que é possível observar que nas horas 12,13 e 24 só em caso de alteração da PRE Total é que a interseção ocorre para um novo preço, pois alterando as tecnologias separadamente a energia subtraída não dá origem um novo Preço de Mercado.

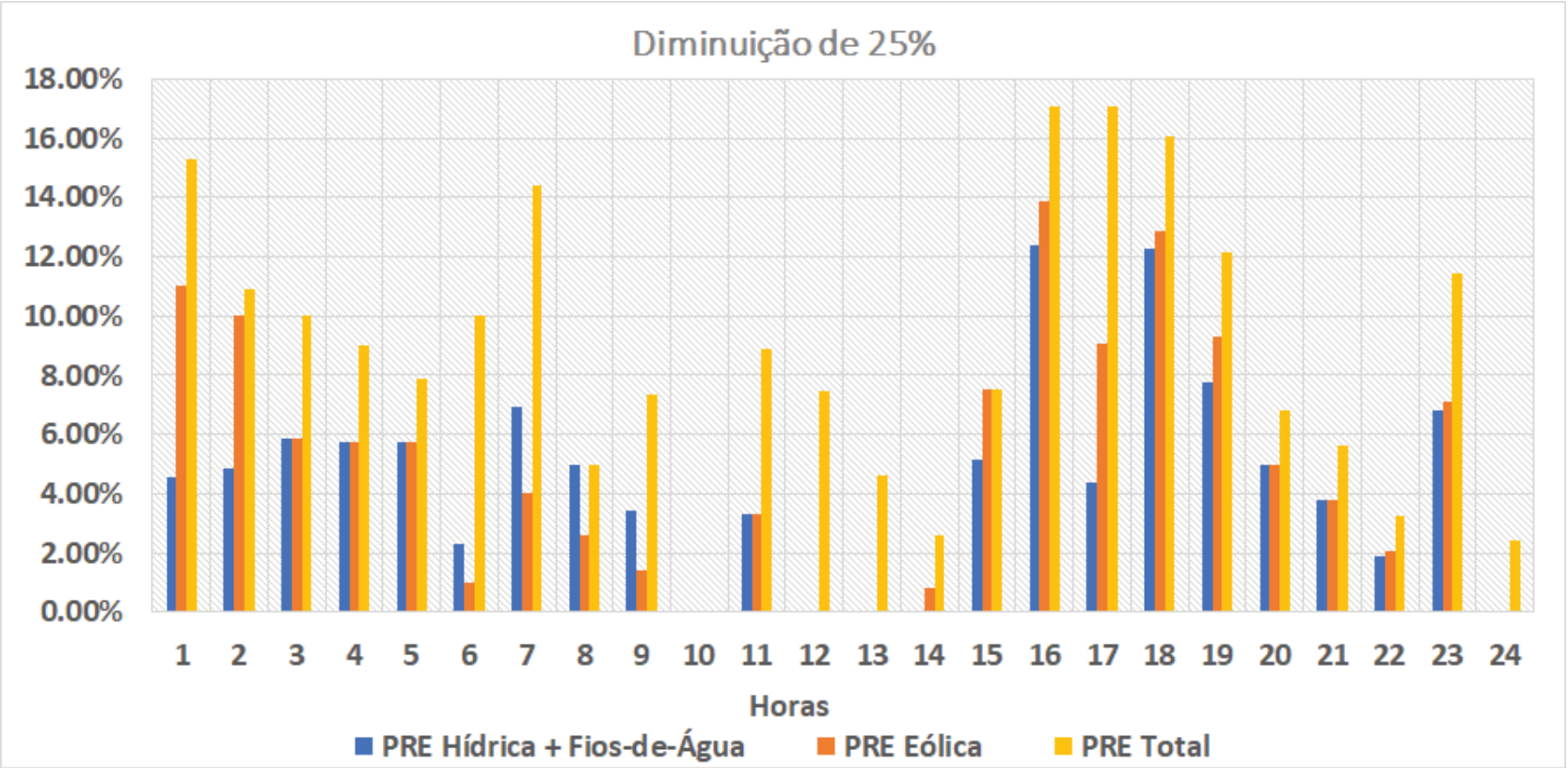



Figura 5.16: Variações dos preços de mercado em percentagem para o dia 11 de abril de 2016.

Nas horas 12,13 e 24 verifica-se que a mesma situação ilustrada no cenário anterior e a justificação revela-se equivalente à anterior .

Para finalizar a análise da influência nos preços praticados no MIBEL devido a cenários de diminuição de PRE em Portugal, apresenta-se um gráfico com a média das variações do preço devido à diminuição de 25% na PRE no dia 11 de abril de 2016.

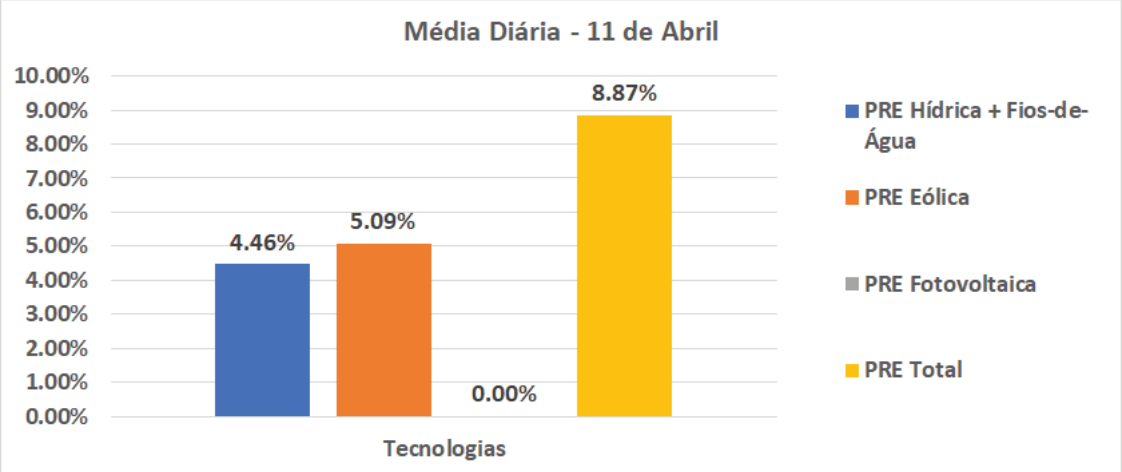



Figura 5.17: Variações dos preços de mercado em percentagem para o dia 11 de abril de 2016.

## 5.6 Comparação entre Cenários

Com o intuito de analisar se o mesmo escalão de alteração do valor da PRE, 25% neste caso, tem o mesmo impacto para cenários de aumento e de diminuição, apresenta-se em seguida o gráfico com as variações percentuais registadas ao longo do dia 10 de junho para os dois cenários possíveis.

A Figura 5.18 apresenta as variações obtidas em termos absolutos, uma vez que havendo aumento da PRE ocorrerá uma redução do preço e havendo uma redução da PRE o preço sofrerá uma elevação.

Como se pode observar pela Figura 5.18, após a alteração de 25% da PRE Total, a variação não é semelhante para os dois cenários, pois depende das propostas existentes no mercado, já que a quantidade de energia necessária para alterar o preço pode ser diferente entre cenários. Por exemplo para as primeiras horas do dia, o cenário de aumento da PRE Total implica maiores variações do preço, enquanto que na parte final do dia o cenário de diminuição teve grande impacto, entre 25 a 30%.

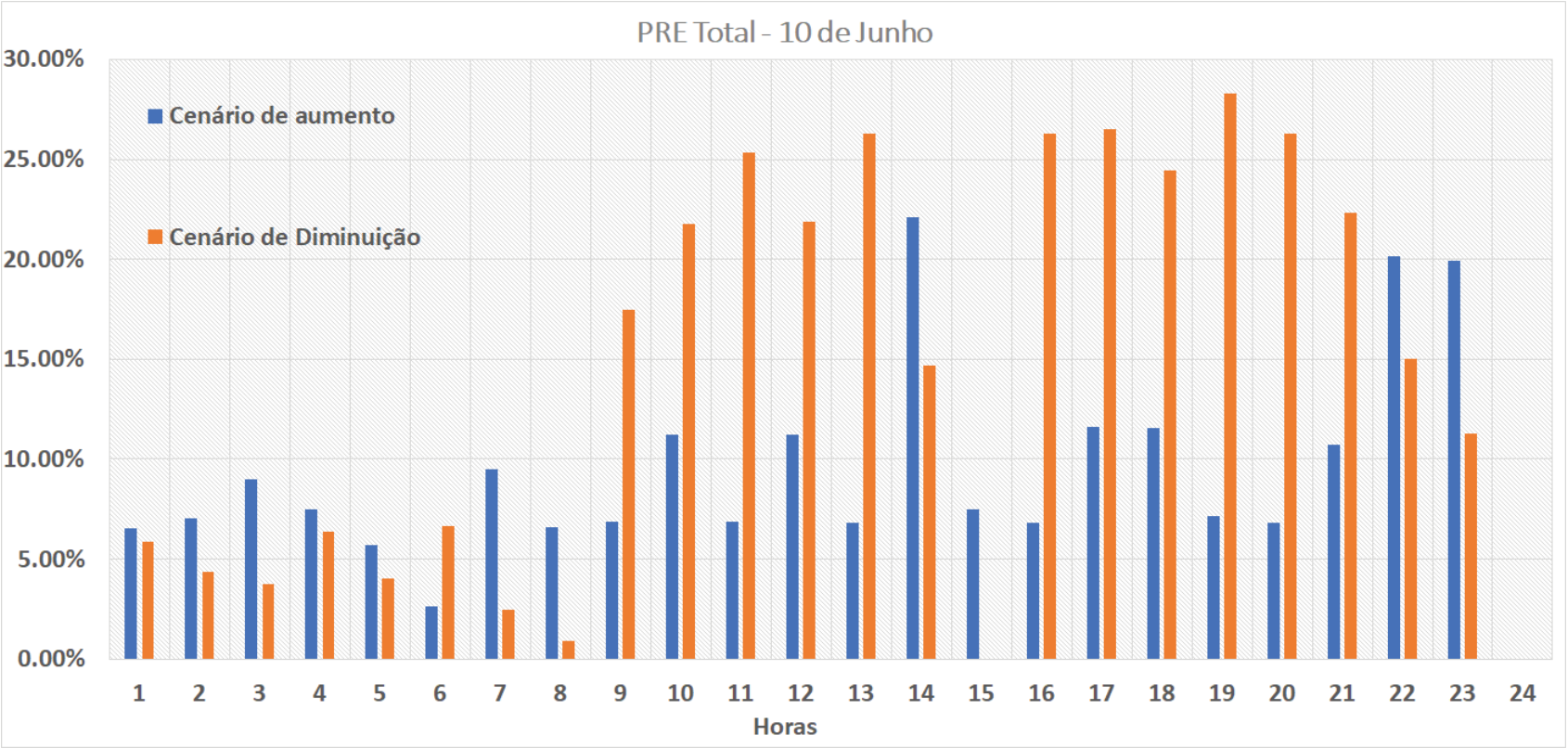



Figura 5.18: Variações para os dois cenários possíveis ao longo do dia 10 de junho.

## 5.7 Análise Mensal

Nesta secção são apresentados os resultados obtidos da análise realizada para todos os meses do ano de 2016. Para cada mês são apresentados os seguintes valores: Preço de Mercado original, novo Preço de Mercado, variação em €/MWh e variação percentual para todas as tecnologias de PRE. Apresenta-se também uma série de gráficos que representam o valor médio mensal do novo Preço de Mercado e da variação percentual. O escalão utilizado para todos as tecnologias e para todos meses foi o de 25% de aumento.

No entanto devido às pequenas variações provocadas pela PRE Fotovoltaica, apenas se apresenta os valores dessa mesma para um mês de Inverno (janeiro) e um mês de verão (julho). Importante referir que devido à falta de dados por parte do OMIE, não é possível realizar a análise dos dias 16 e 18 de janeiro, 27 de março e 11 de julho, pelo que esses dias não entram nos cálculos dos valores médios.

### 5.7.1 Janeiro

Neste mês o Preço de Mercado médio foi de 36,28 €/MWh. Devido ao aumento da PRE hídrica + Fios-de-Água em 25%, o novo Preço de Mercado médio é de 34,82 €/MWh, o que corresponde a uma diminuição média de 1,47 €/MWh. No que diz respeito à variação percentual média o valor foi de 4,68%. Em relação ao aumento da PRE Eólica, o novo Preço de Mercado médio resulta da diminuição de 1,97 €/MWh, fixando-se assim nos 34,32 €/MWh. Em termos percentuais falamos então de valores na ordem dos 7,46%.

Como referido anteriormente foi estudado o efeito da PRE Fotovoltaica para este mês. Essa tecnologia teve um impacto de 0,06 €/MWh, valor muito baixo comparado com os anteriores. Já a PRE Total, como seria de esperar teve o maior impacto, registando-se uma diminuição média de 3,76 €/MWh. A variação percentual média foi de aproximadamente 13%. A Figura 5.19 representa as variações médias para os diferentes cenários.

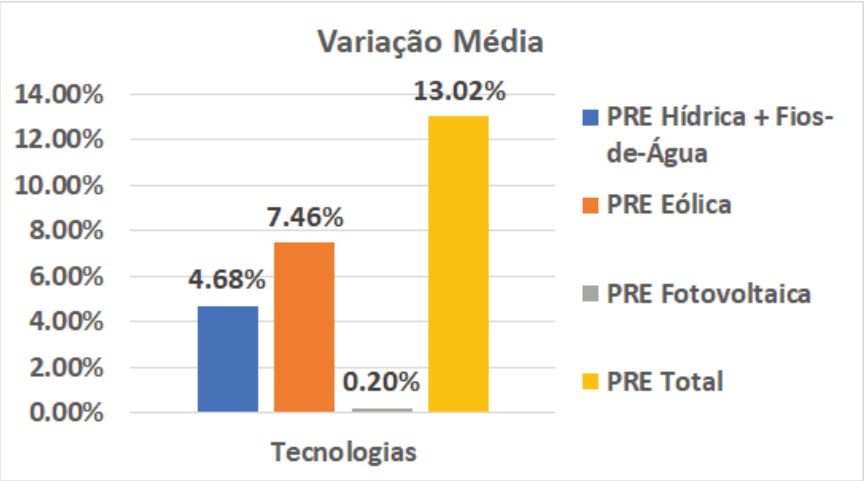



Figura 5.19: Variação percentual média no mês de janeiro.

Tabela 5.9: Preços e variações médias para o mês de janeiro.

| Janeiro | | PRE Hídrica + Fios-de-Água | | | PRE Eólica | | | PRE Fotovoltaica | | | PRE Total | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| **Dia** | **Preço de Mercado (€/MWh)** | **Novo preço (€/MWh)** | **Redução de Preço (€/MWh)** | **Redução de Preço (%)** | **Novo preço (€/MWh)** | **Redução de Preço (€/MWh)** | **Redução de Preço (%)** | **Novo preço (€/MWh)** | **Redução de Preço (€/MWh)** | **Redução de Preço (%)** | **Novo preço (€/MWh)** | **Redução de Preço (€/MWh)** | **Redução de Preço (%)** |
| 1 | 27,65 | 26,35 | 1,30 | 4,71% | 21,88 | 5,77 | 20,87% | 27,44 | 0,21 | 0,77% | 20,70 | 6,95 | 25,14% |
| 2 | 31,85 | 31,05 | 0,80 | 2,51% | 30,48 | 1,37 | 4,30% | 31,77 | 0,08 | 0,25% | 29,12 | 2,73 | 8,57% |
| 3 | 22,18 | 20,88 | 1,30 | 5,86% | 13,96 | 8,22 | 37,06% | 21,87 | 0,31 | 1,40% | 12,70 | 9,48 | 42,74% |
| 4 | 31,40 | 30,42 | 0,98 | 3,12% | 27,49 | 3,91 | 12,45% | 31,40 | 0,00 | 0,00% | 25,92 | 5,48 | 17,45% |
| 5 | 31,77 | 30,68 | 1,09 | 3,43% | 29,34 | 2,43 | 7,65% | 31,71 | 0,06 | 0,19% | 28,15 | 3,62 | 11,39% |
| 6 | 15,88 | 14,98 | 0,90 | 5,67% | 13,21 | 2,67 | 16,81% | 15,77 | 0,11 | 0,69% | 11,90 | 3,98 | 25,06% |
| 7 | 27,97 | 26,58 | 1,39 | 4,97% | 24,97 | 3,00 | 10,73% | 27,95 | 0,02 | 0,07% | 23,47 | 4,50 | 16,09% |
| 8 | 32,74 | 30,67 | 2,07 | 6,32% | 29,28 | 3,46 | 10,57% | 32,73 | 0,01 | 0,03% | 26,99 | 5,75 | 17,56% |
| 9 | 24,90 | 23,12 | 1,78 | 7,15% | 21,42 | 3,48 | 13,98% | 24,89 | 0,01 | 0,04% | 15,37 | 9,53 | 38,27% |
| 10 | 11,35 | 8,99 | 2,36 | 20,79% | 7,87 | 3,48 | 30,66% | 11,35 | 0,00 | 0,00% | 6,94 | 4,41 | 38,85% |
| 11 | 24,65 | 23,28 | 1,37 | 5,56% | 22,77 | 1,88 | 7,63% | 24,53 | 0,12 | 0,49% | 19,92 | 4,73 | 19,19% |
| 12 | 35,97 | 33,85 | 2,12 | 5,89% | 35,27 | 0,70 | 1,95% | 35,97 | 0,00 | 0,00% | 32,84 | 3,13 | 8,70% |
| 13 | 40,55 | 38,68 | 1,87 | 4,61% | 39,33 | 1,22 | 3,01% | 40,50 | 0,05 | 0,12% | 36,17 | 4,38 | 10,80% |
| 14 | 36,16 | 33,16 | 3,00 | 8,30% | 33,71 | 2,45 | 6,78% | 36,16 | 0,00 | 0,00% | 31,31 | 4,85 | 13,41% |
| 15 | 38,67 | 35,52 | 3,15 | 8,15% | 36,14 | 2,53 | 6,54% | 38,56 | 0,11 | 0,28% | 33,44 | 5,23 | 13,52% |
| 17 | 37,24 | 35,20 | 2,04 | 5,48% | 36,00 | 1,24 | 3,33% | 37,18 | 0,06 | 0,16% | 33,23 | 4,01 | 10,77% |
| 19 | 50,61 | 47,64 | 2,97 | 5,87% | 49,00 | 1,61 | 3,18% | 50,55 | 0,06 | 0,12% | 46,15 | 4,46 | 8,81% |
| 20 | 53,09 | 51,66 | 1,43 | 2,69% | 52,62 | 0,47 | 0,89% | 53,03 | 0,06 | 0,11% | 50,89 | 2,20 | 4,14% |
| 21 | 51,11 | 50,16 | 0,95 | 1,86% | 50,67 | 0,44 | 0,86% | 51,09 | 0,02 | 0,04% | 49,51 | 1,60 | 3,13% |
| 22 | 47,25 | 45,99 | 1,26 | 2,67% | 47,06 | 0,19 | 0,40% | 47,25 | 0,00 | 0,00% | 45,34 | 1,91 | 4,04% |
| 23 | 42,46 | 41,66 | 0,80 | 1,88% | 41,94 | 0,52 | 1,22% | 42,41 | 0,05 | 0,12% | 40,99 | 1,47 | 3,46% |
| 24 | 34,44 | 33,90 | 0,54 | 1,57% | 33,10 | 1,34 | 3,89% | 34,32 | 0,12 | 0,35% | 32,30 | 2,14 | 6,21% |
| 25 | 46,03 | 44,42 | 1,61 | 3,50% | 44,86 | 1,17 | 2,54% | 46,01 | 0,02 | 0,04% | 43,16 | 2,87 | 6,24% |
| 26 | 49,14 | 48,24 | 0,90 | 1,83% | 49,06 | 0,08 | 0,16% | 49,11 | 0,03 | 0,06% | 47,88 | 1,26 | 2,56% |
| 27 | 43,49 | 42,32 | 1,17 | 2,69% | 43,03 | 0,46 | 1,06% | 43,46 | 0,03 | 0,07% | 41,84 | 1,65 | 3,79% |
| 28 | 47,26 | 46,66 | 0,60 | 1,27% | 46,77 | 0,49 | 1,04% | 47,26 | 0,00 | 0,00% | 45,79 | 1,47 | 3,11% |
| 29 | 45,52 | 44,62 | 0,90 | 1,98% | 45,05 | 0,47 | 1,03% | 45,47 | 0,05 | 0,11% | 43,79 | 1,73 | 3,80% |
| 30 | 38,17 | 37,64 | 0,53 | 1,39% | 37,87 | 0,30 | 0,79% | 38,12 | 0,05 | 0,13% | 37,14 | 1,03 | 2,70% |
| 31 | 32,71 | 31,39 | 1,32 | 4,04% | 31,04 | 1,67 | 5,11% | 32,64 | 0,07 | 0,21% | 30,08 | 2,63 | 8,04% |
| Média | 36,28 | 34,82 | 1,47 | 4,68% | 34,32 | 1,97 | 7,46% | 36,22 | 0,06 | 0,20% | 32,52 | 3,76 | 13,02% |

### 5.7.2 Fevereiro

Neste mês o Preço de Mercado médio registado foi de 27,37 €/MWh. Com o aumento da PRE hídrica + Fios-de-Água em 25%, o novo Preço de Mercado médio verificado é de 25,92 €/MWh, o que corresponde a uma diminuição média de 1,44 €/MWh. No que diz respeito à variação percentual média o valor foi de 5,89%. Em relação ao aumento da PRE Eólica, o novo Preço de Mercado médio resulta da diminuição de 1,62 €/MWh, fixando-se assim nos 25,75 €/MWh. Em termos percentuais regista-se uma variação de 7,62%.

No que diz respeito à PRE Total, ocorre uma diminuição média de 2,99 €/MWh. A variação percentual média foi de aproximadamente 13,18%. A Figura 5.20 representa as variações médias para os diferentes cenários e a Tabela 5.10 os dados todos retirados da aplicação para este período de análise.

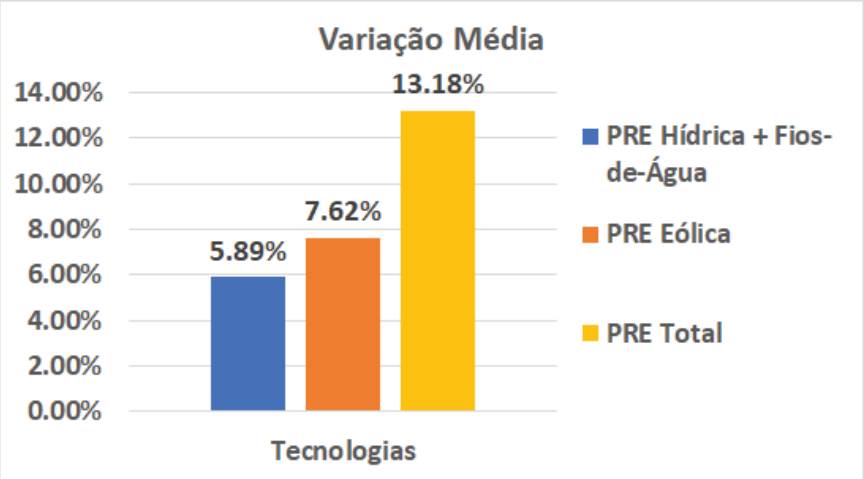



Figura 5.20: Variação percentual média no mês de fevereiro.

Tabela 5.10: Preços e variações para o mês de fevereiro

| Fevereiro | | PRE Hídrica + Fios-de-Água | | | PRE Eólica | | | PRE Total | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| **Dia** | **Preço de Mercado (€/MWh)** | **Novo preço (€/MWh)** | **Redução de Preço (€/MWh)** | **Redução de Preço (%)** | **Novo preço (€/MWh)** | **Redução de Preço (€/MWh)** | **Redução de Preço (%)** | **Novo preço (€/MWh)** | **Redução de Preço (€/MWh)** | **Redução de Preço (%)** |
| 1 | 45,95 | 43,07 | 2,88 | 6,27% | 45,46 | 0,49 | 1,07% | 42,84 | 3,11 | 6,77% |
| 2 | 42,56 | 41,42 | 1,14 | 2,69% | 41,81 | 0,75 | 1,76% | 40,83 | 1,73 | 4,06% |
| 3 | 33,38 | 32,72 | 0,66 | 1,99% | 32,30 | 1,08 | 3,24% | 31,38 | 2,00 | 5,99% |
| 4 | 33,42 | 32,54 | 0,88 | 2,62% | 31,33 | 2,09 | 6,25% | 30,39 | 3,03 | 9,07% |
| 5 | 37,71 | 37,03 | 0,68 | 1,81% | 37,30 | 0,41 | 1,09% | 36,64 | 1,07 | 2,84% |
| 6 | 27,87 | 26,74 | 1,13 | 4,04% | 25,36 | 2,51 | 9,01% | 24,20 | 3,67 | 13,17% |
| 7 | 16,20 | 15,16 | 1,04 | 6,44% | 14,09 | 2,11 | 13,02% | 13,05 | 3,15 | 19,44% |
| 8 | 29,72 | 28,93 | 0,79 | 2,65% | 28,19 | 1,53 | 5,15% | 27,03 | 2,69 | 9,05% |
| 9 | 22,99 | 21,77 | 1,22 | 5,32% | 19,73 | 3,26 | 14,18% | 18,64 | 4,35 | 18,92% |
| 10 | 28,36 | 27,02 | 1,34 | 4,74% | 22,42 | 5,94 | 20,94% | 21,65 | 6,71 | 23,66% |
| 11 | 31,73 | 30,55 | 1,18 | 3,71% | 29,11 | 2,62 | 8,26% | 28,03 | 3,70 | 11,66% |
| 12 | 24,22 | 23,28 | 0,94 | 3,89% | 22,28 | 1,94 | 8,01% | 21,10 | 3,12 | 12,88% |
| 13 | 9,19 | 8,28 | 0,91 | 9,94% | 7,43 | 1,76 | 19,15% | 6,69 | 2,50 | 27,20% |
| 14 | 5,70 | 5,08 | 0,62 | 10,93% | 4,25 | 1,45 | 25,44% | 3,91 | 1,79 | 31,40% |
| 15 | 18,17 | 16,51 | 1,66 | 9,15% | 15,92 | 2,25 | 12,38% | 14,20 | 3,97 | 21,85% |
| 16 | 31,44 | 28,43 | 3,01 | 9,56% | 29,71 | 1,73 | 5,50% | 27,39 | 4,05 | 12,88% |
| 17 | 37,45 | 35,18 | 2,27 | 6,06% | 35,77 | 1,68 | 4,49% | 33,76 | 3,69 | 9,85% |
| 18 | 35,54 | 32,97 | 2,57 | 7,22% | 33,92 | 1,62 | 4,56% | 31,67 | 3,87 | 10,89% |
| 19 | 37,05 | 35,17 | 1,88 | 5,08% | 36,08 | 0,97 | 2,62% | 33,91 | 3,14 | 8,48% |
| 20 | 33,22 | 31,62 | 1,60 | 4,81% | 32,20 | 1,02 | 3,07% | 30,69 | 2,53 | 7,62% |
| 21 | 23,82 | 21,54 | 2,28 | 9,58% | 22,54 | 1,28 | 5,37% | 20,39 | 3,43 | 14,40% |
| 22 | 39,18 | 37,58 | 1,60 | 4,08% | 38,69 | 0,49 | 1,25% | 37,16 | 2,02 | 5,16% |
| 23 | 32,89 | 31,51 | 1,38 | 4,20% | 32,16 | 0,73 | 2,22% | 30,85 | 2,04 | 6,20% |
| 24 | 30,45 | 28,82 | 1,63 | 5,36% | 28,82 | 1,63 | 5,35% | 27,45 | 3,00 | 9,85% |
| 25 | 26,92 | 25,13 | 1,79 | 6,64% | 25,55 | 1,37 | 5,09% | 24,23 | 2,69 | 9,99% |
| 26 | 24,90 | 23,11 | 1,79 | 7,20% | 22,99 | 1,91 | 7,67% | 20,86 | 4,04 | 16,22% |
| 27 | 5,79 | 5,35 | 0,44 | 7,53% | 5,31 | 0,48 | 8,29% | 4,72 | 1,07 | 18,48% |
| 28 | 6,68 | 6,15 | 0,53 | 7,97% | 5,92 | 0,76 | 11,38% | 5,41 | 1,27 | 19,01% |
| 29 | 21,11 | 19,14 | 1,97 | 9,31% | 20,04 | 1,07 | 5,07% | 17,87 | 3,24 | 15,35% |
| Média | 27,37 | 25,92 | 1,44 | 5,89% | 25,75 | 1,62 | 7,62% | 24,38 | 2,99 | 13,18% |

### 5.7.3 Março

Analisa-se agora o caso do mês de março. Neste mês o Preço de Mercado médio registado foi de 28,13 €/MWh. Da alteração da PRE Hídrica + Fios-de-Água ocorreu uma diminuição no preço médio de 1 €/MWh. Em valores percentuais essa variação representa cerca de 4,21%. Em relação à PRE Eólica a variação em termos de €/MWh foi praticamente a mesma, cerca de 1,08 €/MWh. No entanto em termos percentuais essa variação representa 5,34%.

Em relação ao aumento da PRE Total o novo Preço de Mercado registado é de 25,86 €/MWh o que corresponde a uma diminuição de 2,27 €/MWh. Essa variação representa em termos percentuais uma diminuição na ordem dos 10,06%.

A Figura 5.21 representa os preços médios mensais registados para os diferentes cenários analisados.

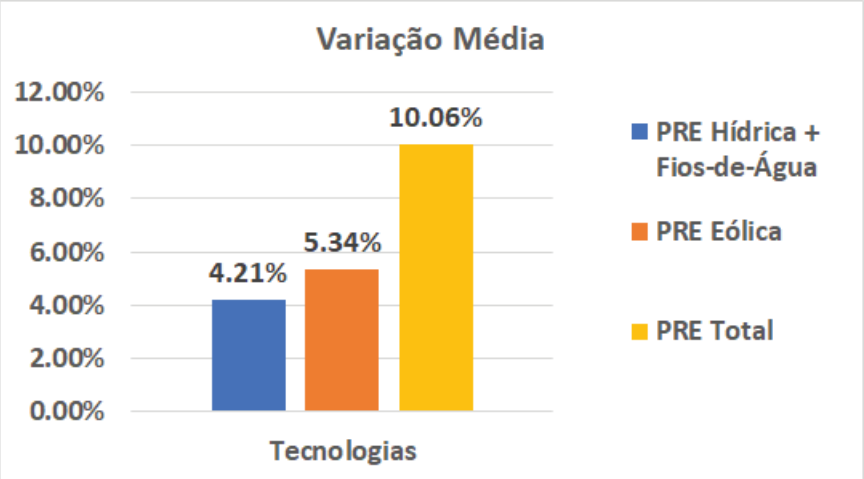



Figura 5.21: Variação percentual média no mês de março.

Tabela 5.11: preços e variações médias para o mês de março

| Março | | PRE Hídrica + Fios-de-Água | | | PRE Eólica | | | PRE Total | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| **Dia** | **Preço de Mercado (€/MWh)** | **Novo preço (€/MWh)** | **Redução de Preço (€/MWh)** | **Redução de Preço (%)** | **Novo preço (€/MWh)** | **Redução de Preço (€/MWh)** | **Redução de Preço (%)** | **Novo preço (€/MWh)** | **Redução de Preço (€/MWh)** | **Redução de Preço (%)** |
| 1 | 29,46 | 27,72 | 1,74 | 5,91% | 28,97 | 0,49 | 1,66% | 26,92 | 2,54 | 8,62% |
| 2 | 23,05 | 21,67 | 1,38 | 5,99% | 21,64 | 1,41 | 6,12% | 20,38 | 2,67 | 11,58% |
| 3 | 25,58 | 24,34 | 1,24 | 4,85% | 24,42 | 1,16 | 4,53% | 22,88 | 2,70 | 10,56% |
| 4 | 19,84 | 18,18 | 1,66 | 8,37% | 17,55 | 2,29 | 11,54% | 15,97 | 3,87 | 19,51% |
| 5 | 10,29 | 9,09 | 1,20 | 11,66% | 8,5 | 1,79 | 17,40% | 7,49 | 2,80 | 27,21% |
| 6 | 13,12 | 11,94 | 1,18 | 8,99% | 11,13 | 1,99 | 15,17% | 9,95 | 3,17 | 24,16% |
| 7 | 22,29 | 20,71 | 1,58 | 7,09% | 17,96 | 4,33 | 19,43% | 15,94 | 6,35 | 28,49% |
| 8 | 29,94 | 28,05 | 1,89 | 6,31% | 28,95 | 0,99 | 3,31% | 26,55 | 3,39 | 11,32% |
| 9 | 21,27 | 20,27 | 1,00 | 4,70% | 19,69 | 1,58 | 7,43% | 18,52 | 2,75 | 12,93% |
| 10 | 20,5 | 19,56 | 0,94 | 4,59% | 18,93 | 1,57 | 7,66% | 17,48 | 3,02 | 14,73% |
| 11 | 30,41 | 29,52 | 0,89 | 2,93% | 29,89 | 0,52 | 1,71% | 28,58 | 1,83 | 6,02% |
| 12 | 28,22 | 27,36 | 0,86 | 3,05% | 27,76 | 0,46 | 1,63% | 26,79 | 1,43 | 5,07% |
| 13 | 24,27 | 23,78 | 0,49 | 2,02% | 23,93 | 0,34 | 1,40% | 23,19 | 1,08 | 4,45% |
| 14 | 36,46 | 35,55 | 0,91 | 2,50% | 35,93 | 0,53 | 1,45% | 34,68 | 1,78 | 4,88% |
| 15 | 41,62 | 40,99 | 0,63 | 1,51% | 41,41 | 0,21 | 0,50% | 40,6 | 1,02 | 2,45% |
| 16 | 35,59 | 34,73 | 0,86 | 2,42% | 35,36 | 0,23 | 0,65% | 34,15 | 1,44 | 4,05% |
| 17 | 41,45 | 40,67 | 0,78 | 1,88% | 41,19 | 0,26 | 0,63% | 40,3 | 1,15 | 2,77% |
| 18 | 43,65 | 43,21 | 0,44 | 1,01% | 43,52 | 0,13 | 0,30% | 42,7 | 0,95 | 2,18% |
| 19 | 37,61 | 36,85 | 0,76 | 2,02% | 37,49 | 0,12 | 0,32% | 36,6 | 1,01 | 2,69% |
| 20 | 34,94 | 34,18 | 0,76 | 2,18% | 34,84 | 0,10 | 0,29% | 33,88 | 1,06 | 3,03% |
| 21 | 35,89 | 35,52 | 0,37 | 1,03% | 35,64 | 0,25 | 0,70% | 34,72 | 1,17 | 3,26% |
| 22 | 34,33 | 33,7 | 0,63 | 1,84% | 33,95 | 0,38 | 1,11% | 32,54 | 1,79 | 5,21% |
| 23 | 29,89 | 29,12 | 0,77 | 2,58% | 29,41 | 0,48 | 1,61% | 28,31 | 1,58 | 5,29% |
| 24 | 28,40 | 27,32 | 1,08 | 3,80% | 27,88 | 0,52 | 1,83% | 26,7 | 1,70 | 5,99% |
| 25 | 26,62 | 25,9 | 0,72 | 2,70% | 26 | 0,62 | 2,33% | 25,15 | 1,47 | 5,52% |
| 26 | 20,25 | 19,46 | 0,79 | 3,90% | 18,66 | 1,59 | 7,85% | 17,99 | 2,26 | 11,16% |
| 28 | 15,76 | 14,03 | 1,73 | 10,98% | 11,45 | 4,31 | 27,35% | 10,50 | 5,26 | 33,38% |
| 29 | 29,97 | 29,08 | 0,89 | 2,97% | 28,57 | 1,40 | 4,67% | 27,60 | 2,37 | 7,91% |
| 30 | 30,56 | 29,66 | 0,90 | 2,95% | 29,40 | 1,16 | 3,80% | 28,16 | 2,40 | 7,85% |
| 31 | 22,79 | 22,00 | 0,79 | 3,47% | 21,48 | 1,31 | 5,75% | 20,63 | 2,16 | 9,48% |
| Média | 28,13 | 27,14 | 1,00 | 4,21% | 27,05 | 1,08 | 5,34% | 25,86 | 2,27 | 10,06% |

### 5.7.4 Abril

Neste mês o Preço de Mercado médio registado foi de 23,51 €/MWh. Com o aumento da PRE Hídrica + Fios-de-Água em 25%, o novo Preço de Mercado médio verificado é de 22,18 €/MWh, o que corresponde a uma diminuição média de 1,33 €/MWh. No que diz respeito à variação percentual média o valor foi de 6,07%. Em relação ao aumento da PRE Eólica, o novo Preço de Mercado médio resulta da diminuição de 1 €/MWh, fixando-se assim nos 22,51 €/MWh. Em termos percentuais regista-se uma variação de 4,97%.

No que diz respeito à PRE Total, ocorreu uma diminuição média de 2,56 €/MWh. A variação percentual média foi de aproximadamente 12,08% A Figura 5.22 apresenta as variações médias para os diferentes cenários.

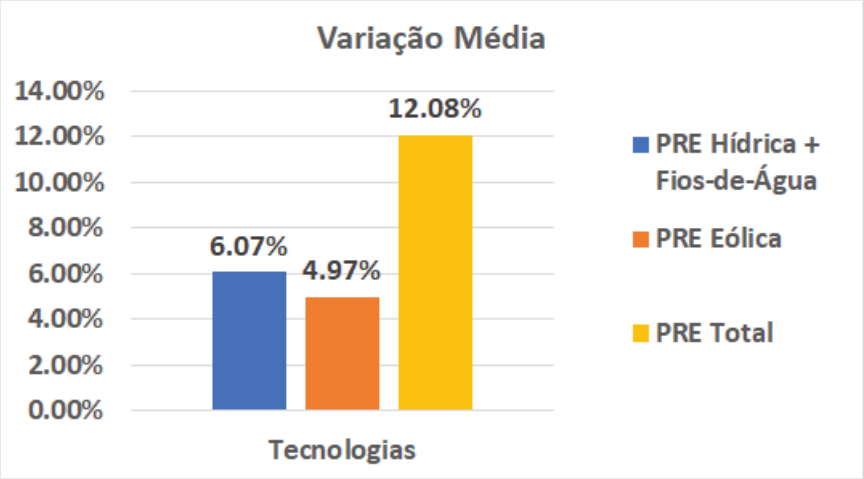



Figura 5.22: Variação percentual média no mês de abril.

Tabela 5.12: Preços e variações médias para o mês de abril.

| Abril | | PRE Hídrica + Fios-de-Água | | | PRE Eólica | | | PRE Total | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| **Dia** | **Preço de Mercado (€/MWh)** | **Novo preço (€/MWh)** | **Redução de Preço (€/MWh)** | **Redução de Preço (%)** | **Novo preço (€/MWh)** | **Redução de Preço (€/MWh)** | **Redução de Preço (%)** | **Novo preço (€/MWh)** | **Redução de Preço (€/MWh)** | **Redução de Preço (%)** |
| 1 | 32,41 | 31,91 | 0,50 | 1,54% | 32,23 | 0,18 | 0,56% | 31,59 | 0,82 | 2,53% |
| 2 | 27,23 | 26,25 | 0,98 | 3,60% | 26,30 | 0,93 | 3,42% | 25,40 | 1,83 | 6,72% |
| 3 | 13,94 | 12,53 | 1,41 | 10,11% | 12,04 | 1,90 | 13,63% | 10,74 | 3,20 | 22,96% |
| 4 | 26,29 | 25,3 | 0,99 | 3,77% | 24,73 | 1,56 | 5,93% | 23,56 | 2,73 | 10,38% |
| 5 | 21,56 | 20,84 | 0,72 | 3,34% | 20,66 | 0,90 | 4,17% | 19,39 | 2,17 | 10,06% |
| 6 | 27,64 | 26,46 | 1,18 | 4,27% | 26,81 | 0,83 | 3,00% | 25,68 | 1,96 | 7,09% |
| 7 | 22,61 | 21,59 | 1,02 | 4,51% | 21,75 | 0,86 | 3,80% | 20,60 | 2,01 | 8,89% |
| 8 | 20,96 | 19,93 | 1,03 | 4,91% | 20,21 | 0,75 | 3,58% | 19,19 | 1,77 | 8,44% |
| 9 | 17,84 | 16,47 | 1,37 | 7,68% | 16,96 | 0,88 | 4,93% | 15,62 | 2,22 | 12,44% |
| 10 | 8,53 | 7,91 | 0,62 | 7,27% | 7,57 | 0,96 | 11,25% | 6,71 | 1,82 | 21,34% |
| 11 | 17,54 | 16,21 | 1,33 | 7,58% | 16,13 | 1,41 | 8,04% | 14,92 | 2,62 | 14,94% |
| 12 | 20,55 | 18,91 | 1,64 | 7,98% | 18,53 | 2,02 | 9,83% | 17,01 | 3,54 | 17,23% |
| 13 | 22,29 | 21,6 | 0,69 | 3,10% | 21,45 | 0,84 | 3,77% | 20,63 | 1,66 | 7,45% |
| 14 | 24,62 | 23,82 | 0,80 | 3,25% | 23,21 | 1,41 | 5,73% | 22,20 | 2,42 | 9,83% |
| 15 | 24,36 | 23,24 | 1,12 | 4,60% | 22,85 | 1,51 | 6,20% | 21,79 | 2,57 | 10,55% |
| 16 | 18,07 | 17,07 | 1,00 | 5,53% | 17,00 | 1,07 | 5,92% | 15,05 | 3,02 | 16,71% |
| 17 | 19,15 | 17,41 | 1,74 | 9,09% | 18,80 | 0,35 | 1,83% | 17,05 | 2,10 | 10,97% |
| 18 | 22,35 | 20,6 | 1,75 | 7,83% | 19,98 | 2,37 | 10,60% | 14,79 | 7,56 | 33,83% |
| 19 | 18,23 | 16,22 | 2,01 | 11,03% | 14,87 | 3,36 | 18,43% | 12,44 | 5,79 | 31,76% |
| 20 | 25,17 | 24,32 | 0,85 | 3,38% | 24,72 | 0,45 | 1,79% | 23,78 | 1,39 | 5,52% |
| 21 | 29,70 | 28,01 | 1,69 | 5,69% | 29,14 | 0,56 | 1,89% | 27,54 | 2,16 | 7,27% |
| 22 | 34,34 | 32,11 | 2,23 | 6,49% | 34,22 | 0,12 | 0,35% | 31,68 | 2,66 | 7,75% |
| 23 | 22,58 | 21,13 | 1,45 | 6,42% | 22,12 | 0,46 | 2,04% | 20,76 | 1,82 | 8,06% |
| 24 | 11,45 | 9,97 | 1,48 | 12,93% | 11,00 | 0,45 | 3,93% | 9,56 | 1,89 | 16,51% |
| 25 | 26,10 | 24,32 | 1,78 | 6,82% | 25,68 | 0,42 | 1,61% | 23,82 | 2,28 | 8,74% |
| 26 | 29,65 | 27,75 | 1,90 | 6,41% | 29,19 | 0,46 | 1,55% | 27,25 | 2,40 | 8,09% |
| 27 | 32,58 | 31,03 | 1,55 | 4,76% | 32,11 | 0,47 | 1,44% | 30,58 | 2,00 | 6,14% |
| 28 | 31,79 | 29,97 | 1,82 | 5,73% | 31,27 | 0,52 | 1,64% | 29,67 | 2,12 | 6,67% |
| 29 | 31,87 | 30,53 | 1,34 | 4,20% | 31,45 | 0,42 | 1,32% | 29,91 | 1,96 | 6,15% |
| 30 | 24,00 | 22,01 | 1,99 | 8,29% | 22,32 | 1,68 | 7,00% | 19,84 | 4,16 | 17,33% |
| Média | 23,51 | 22,18 | 1,33 | 6,07% | 22,51 | 1,00 | 4,97% | 20,96 | 2,56 | 12,08% |

### 5.7.5 Maio

No que diz respeito ao mês de maio, o preço médio mensal registado foi de 24,95 €/MWh. O aumento da PRE Hídrica + Fios-de-Água reduz o preço para 23,63 €/MWh, ou seja, uma variação de 1,33 €/MWh média mensal. Em termos percentuais, essa variação representa cerca de 6,24%. No que toca ao aumento da PRE Eólica, esse cenário provoca uma diminuição do preço de 0,85 €/MWh que representa uma variação média mensal de 4,42%.

Já no que diz respeito à PRE Total, o novo Preço de Mercado registado foi de 22,63 €/MWh, ou seja, uma diminuição de 2,32 €/MWh. Em termos percentuais regista-se uma variação de 11,08%. A Figura 5.23 representa as variações médias para os diferentes cenários.

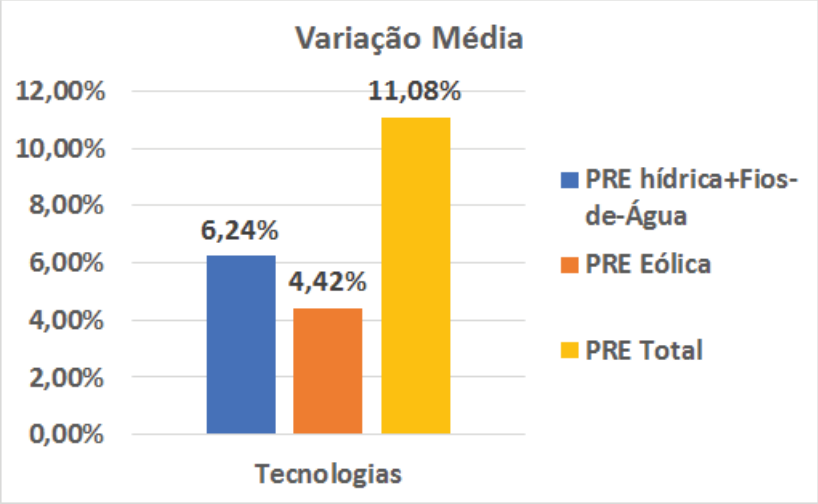



Figura 5.23: Variação percentual média no mês de maio.

Tabela 5.13: Preços e variações médias para o mês de maio.

| Maio | | PRE Hídrica + Fios-de-Água | | | PRE Eólica | | | PRE Total | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| **Dia** | **Preço de Mercado (€/MWh)** | **Novo preço (€/MWh)** | **Redução de Preço (€/MWh)** | **Redução de Preço (%)** | **Novo preço (€/MWh)** | **Redução de Preço (€/MWh)** | **Redução de Preço (%)** | **Novo preço (€/MWh)** | **Redução de Preço (€/MWh)** | **Redução de Preço (%)** |
| 1 | 13,54 | 12,20 | 1,34 | 9,88% | 12,35 | 1,19 | 8,78% | 11,09 | 2,45 | 18,12% |
| 2 | 24,82 | 22,88 | 1,94 | 7,81% | 23,88 | 0,95 | 3,81% | 22,10 | 2,72 | 10,95% |
| 3 | 26,10 | 25,13 | 0,97 | 3,71% | 25,66 | 0,44 | 1,67% | 24,22 | 1,88 | 7,21% |
| 4 | 30,61 | 29,56 | 1,05 | 3,45% | 30,07 | 0,54 | 1,75% | 29,06 | 1,55 | 5,08% |
| 5 | 36,27 | 35,22 | 1,05 | 2,89% | 36,01 | 0,26 | 0,72% | 35,13 | 1,14 | 3,14% |
| 6 | 36,10 | 34,81 | 1,29 | 3,57% | 35,58 | 0,52 | 1,45% | 34,16 | 1,94 | 5,37% |
| 7 | 20,71 | 19,27 | 1,44 | 6,95% | 18,75 | 1,96 | 9,47% | 17,60 | 3,11 | 15,02% |
| 8 | 5,46 | 4,99 | 0,47 | 8,60% | 4,61 | 0,85 | 15,64% | 4,15 | 1,31 | 24,03% |
| 9 | 21,38 | 19,17 | 2,21 | 10,32% | 19,40 | 1,98 | 9,28% | 16,43 | 4,95 | 23,14% |
| 10 | 23,77 | 20,00 | 3,77 | 15,87% | 19,81 | 3,96 | 16,66% | 15,70 | 8,07 | 33,95% |
| 11 | 25,27 | 23,15 | 2,12 | 8,38% | 23,71 | 1,56 | 6,18% | 22,01 | 3,27 | 12,92% |
| 12 | 23,78 | 22,09 | 1,69 | 7,11% | 23,28 | 0,50 | 2,11% | 21,45 | 2,33 | 9,79% |
| 13 | 18,92 | 17,43 | 1,49 | 7,88% | 17,98 | 0,94 | 4,95% | 16,39 | 2,53 | 13,37% |
| 14 | 10,76 | 9,77 | 0,99 | 9,20% | 10,28 | 0,48 | 4,51% | 9,32 | 1,44 | 13,38% |
| 15 | 10,39 | 9,26 | 1,14 | 10,92% | 10,06 | 0,33 | 3,14% | 8,89 | 1,50 | 14,42% |
| 16 | 23,60 | 21,61 | 1,99 | 8,43% | 23,18 | 0,42 | 1,79% | 21,13 | 2,47 | 10,46% |
| 17 | 31,49 | 29,87 | 1,62 | 5,15% | 31,29 | 0,20 | 0,63% | 29,03 | 2,46 | 7,82% |
| 18 | 29,86 | 27,61 | 2,25 | 7,53% | 28,31 | 1,55 | 5,20% | 26,13 | 3,73 | 12,49% |
| 19 | 29,16 | 27,73 | 1,43 | 4,90% | 28,28 | 0,88 | 3,01% | 26,24 | 2,92 | 10,02% |
| 20 | 31,39 | 30,25 | 1,14 | 3,62% | 31,28 | 0,11 | 0,35% | 30,01 | 1,38 | 4,40% |
| 21 | 20,09 | 18,69 | 1,40 | 6,97% | 19,51 | 0,58 | 2,87% | 17,90 | 2,19 | 10,88% |
| 22 | 9,62 | 8,58 | 1,04 | 10,79% | 8,76 | 0,86 | 8,96% | 7,77 | 1,85 | 19,27% |
| 23 | 28,19 | 26,89 | 1,30 | 4,62% | 27,72 | 0,47 | 1,66% | 26,03 | 2,16 | 7,66% |
| 24 | 28,83 | 27,87 | 0,96 | 3,34% | 28,09 | 0,74 | 2,58% | 25,45 | 3,38 | 11,72% |
| 25 | 34,24 | 33,65 | 0,59 | 1,71% | 34,01 | 0,23 | 0,68% | 33,20 | 1,04 | 3,04 |
| 26 | 36,38 | 35,70 | 0,68 | 1,86% | 36,33 | 0,05 | 0,13% | 35,45 | 0,93 | 2,55% |
| 27 | 34,60 | 33,78 | 0,82 | 2,36% | 34,00 | 0,60 | 1,73% | 32,99 | 1,61 | 4,65% |
| 28 | 23,76 | 22,50 | 1,27 | 5,32% | 22,04 | 1,72 | 7,26% | 21,25 | 2,51 | 10,56% |
| 29 | 12,75 | 11,64 | 1,11 | 8,70% | 11,60 | 1,15 | 9,04% | 10,88 | 1,87 | 14,70% |
| 30 | 34,34 | 34,17 | 0,18 | 0,51% | 34,24 | 0,10 | 0,30% | 33,92 | 0,42 | 1,23% |
| 31 | 37,34 | 36,95 | 0,39 | 1,03% | 37,08 | 0,26 | 0,70% | 36,50 | 0,84 | 2,25% |
| Média | 24,95 | 23,63 | 1,33 | 6,24% | 24,10 | 0,85 | 4,42% | 22,63 | 2,32 | 11,08% |

### 5.7.6 Junho

Analisa-se agora o caso do mês de junho. Neste mês o Preço de Mercado médio registado foi de 38,28 €/MWh. O aumento em 25% da PRE Hídrica + Fios-de-Água origina a diminuição no preço médio de 0,81 €/MWh. Em valores percentuais essa variação representa cerca de 2,13%. Em relação à PRE Eólica a variação em termos de €/MWh foi de 1,21 €/MWh, o que em termos percentuais essa variação representa 3,34%.

Em relação ao aumento da PRE Total o novo Preço de Mercado registado é de 36,18 €/MWh o que corresponde a uma diminuição de 2,10 €/MWh. Essa variação representa em termos percentuais uma diminuição na ordem dos 5,64%.

A Figura 5.24 representa os preços médios mensais registados para os diferentes cenários analisados.

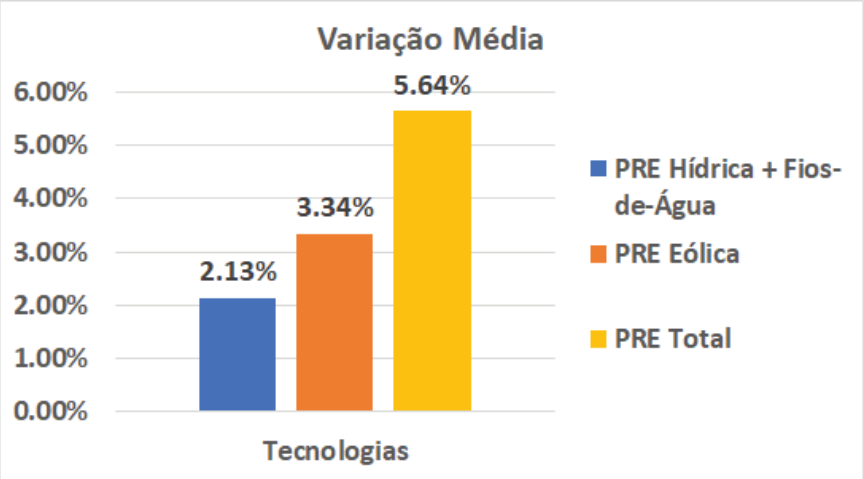



Figura 5.24: Variação percentual média no mês de junho.

Tabela 5.14: Preços e variações médias para o mês de junho.

| Junho | | PRE Hídrica + Fios-de-Água | | | PRE Eólica | | | PRE Total | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| **Dia** | **Preço de Mercado (€/MWh)** | **Novo preço (€/MWh)** | **Redução de Preço (€/MWh)** | **Redução de Preço (%)** | **Novo preço (€/MWh)** | **Redução de Preço (€/MWh)** | **Redução de Preço (%)** | **Novo preço (€/MWh)** | **Redução de Preço (€/MWh)** | **Redução de Preço (%)** |
| 1 | 37,08 | 36,74 | 0,34 | 0,92% | 36,99 | 0,09 | 0,24% | 36,56 | 0,52 | 1,40% |
| 2 | 39,55 | 38,71 | 0,84 | 2,12% | 39,38 | 0,17 | 0,43% | 38,41 | 1,14 | 2,88% |
| 3 | 39,65 | 38,88 | 0,77 | 1,94% | 38,96 | 0,69 | 1,74% | 37,94 | 1,71 | 4,31% |
| 4 | 38,84 | 38,48 | 0,36 | 0,93% | 38,65 | 0,19 | 0,49% | 37,55 | 1,29 | 3,32% |
| 5 | 39,58 | 39,21 | 0,37 | 0,93% | 39,47 | 0,11 | 0,28% | 38,9 | 0,68 | 1,72% |
| 6 | 44,04 | 43,39 | 0,65 | 1,48% | 43,85 | 0,19 | 0,43% | 42,14 | 1,90 | 4,31% |
| 7 | 45,03 | 44,59 | 0,44 | 0,98% | 44,92 | 0,11 | 0,24% | 43,67 | 1,36 | 3,02% |
| 8 | 41,55 | 39,12 | 2,43 | 5,85% | 40,60 | 0,95 | 2,29% | 38,34 | 3,21 | 7,73% |
| 9 | 40,17 | 38,71 | 1,46 | 3,63% | 39,06 | 1,11 | 2,76% | 37,52 | 2,65 | 6,60% |
| 10 | 36,08 | 34,59 | 1,49 | 4,13% | 33,45 | 2,63 | 7,29% | 32,67 | 3,41 | 9,45% |
| 11 | 37,93 | 36,79 | 1,14 | 3,01% | 35,69 | 2,24 | 5,91% | 34,54 | 3,39 | 8,94% |
| 12 | 36,37 | 35,84 | 0,53 | 1,46% | 33,86 | 2,51 | 6,90% | 32,97 | 3,40 | 9,35% |
| 13 | 35,92 | 35,39 | 0,53 | 1,48% | 33,59 | 2,33 | 6,49% | 33,06 | 2,86 | 7,96% |
| 14 | 36,88 | 35,93 | 0,95 | 2,58% | 34,79 | 2,09 | 5,67% | 34,03 | 2,85 | 7,73% |
| 15 | 29,22 | 28,33 | 0,89 | 3,05% | 25,77 | 3,45 | 11,81% | 25,09 | 4,13 | 14,13% |
| 16 | 34,65 | 34,08 | 0,57 | 1,65% | 33,06 | 1,59 | 4,59% | 31,66 | 2,99 | 8,63% |
| 17 | 43,36 | 40,81 | 2,55 | 5,88% | 40,00 | 3,36 | 7,75% | 39,10 | 4,26 | 9,82% |
| 18 | 35,19 | 34,25 | 0,94 | 2,67% | 33,62 | 1,57 | 4,46% | 32,82 | 2,37 | 6,73% |
| 19 | 30,20 | 29,63 | 0,57 | 1,89% | 29,62 | 0,58 | 1,92% | 28,94 | 1,26 | 4,17% |
| 20 | 40,42 | 39,83 | 0,59 | 1,46% | 40,03 | 0,39 | 0,96% | 39,45 | 0,97 | 2,40% |
| 21 | 41,88 | 41,51 | 0,37 | 0,88% | 41,72 | 0,16 | 0,38% | 41,05 | 0,83 | 1,98% |
| 22 | 38,40 | 37,69 | 0,71 | 1,85% | 37,8 | 0,60 | 1,56% | 37,09 | 1,31 | 3,41% |
| 23 | 38,77 | 38,36 | 0,41 | 1,06% | 38,56 | 0,21 | 0,54% | 37,87 | 0,90 | 2,32% |
| 24 | 37,37 | 36,65 | 0,72 | 1,93% | 36,42 | 0,95 | 2,54% | 35,32 | 2,05 | 5,49% |
| 25 | 34,83 | 34,04 | 0,79 | 2,27% | 33,05 | 1,78 | 5,11% | 32,21 | 2,62 | 7,52% |
| 26 | 25,27 | 24,47 | 0,80 | 3,17% | 23,65 | 1,62 | 6,41% | 23,46 | 1,81 | 7,16% |
| 27 | 37,31 | 37,16 | 0,15 | 0,40% | 36,56 | 0,75 | 2,01% | 36,33 | 0,98 | 2,63% |
| 28 | 43,12 | 42,77 | 0,35 | 0,81% | 42,62 | 0,50 | 1,16% | 42,22 | 0,90 | 2,09% |
| 29 | 44,73 | 43,55 | 1,18 | 2,64% | 42,16 | 2,57 | 5,75% | 41,41 | 3,32 | 7,42% |
| 30 | 45,06 | 44,64 | 0,42 | 0,93% | 44,16 | 0,90 | 2,00% | 43,06 | 2,00 | 4,44% |
| Média | 38,28 | 37,47 | 0,81 | 2,13% | 37,07 | 1,21 | 3,34% | 36,18 | 2,10 | 5,64% |

### 5.7.7 Julho

No mês de julho, volta-se a analisar a PRE Fotovoltaica para estudar o seu impacto num mês de verão. Em relação a este mês, o Preço de Mercado praticado foi de 40,37 €/MWh. Após o aumento da PRE Hídrica + Fios-de-Água o preço diminui apenas 0,24 €/MWh, o que leva a um Preço de Mercado de 40,14 €/MWh. Essa variação representa uma percentagem de somente 0,59%.

Já no que diz respeito ao aumento da PRE Eólica, são novamente registados valores baixos. Com efeito, o seu impacto foi de apenas 0,58 €/MWh, fixando o preço em 39,80 €/MWh. Apesar de se tratar de um mês de verão, as horas noturnas fazem com que média da variação devido à PRE Fotovoltaica seja ainda assim muito baixa, falando-se de uma percentagem de 0,12%, que corresponde a uma descida média de 0,05 €/MWh.

No cenário geral, ou seja, aumento da PRE Total regista-se uma redução média de 0,98 €/MWh que corresponde a uma variação percentual média de 2,45%.

Todos estes dados podem ser observados na tabela 5.15 e na Figura 5.25.

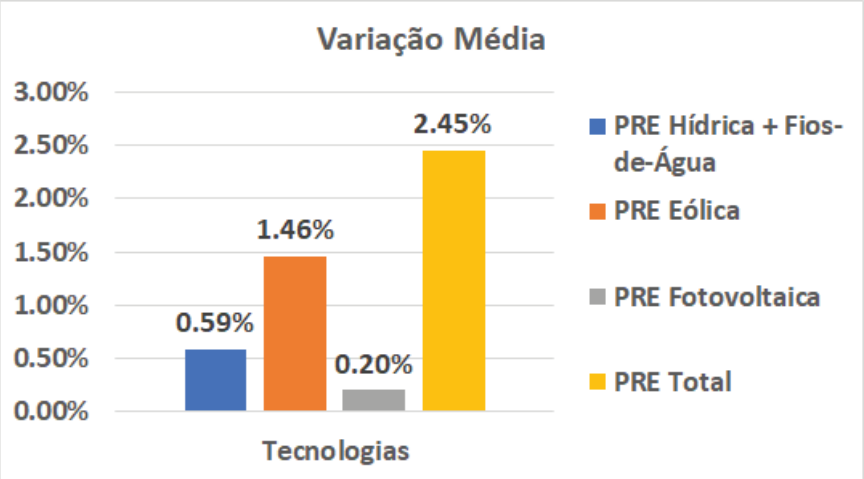



Figura 5.25: Variação percentual média no mês de julho.

Tabela 5.15: Preços e variações médias para o mês de julho.

| Julho | | PRE Hídrica + Fios-de-Água | | | PRE Eólica | | | PRE Fotovoltaica | | | PRE Total | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| **Dia** | **Preço de Mercado (€/MWh)** | **Novo preço (€/MWh)** | **Redução de Preço (€/MWh)** | **Redução de Preço (%)** | **Novo preço (€/MWh)** | **Redução de Preço (€/MWh)** | **Redução de Preço (%)** | **Novo preço (€/MWh)** | **Redução de Preço (€/MWh)** | **Redução de Preço (%)** | **Novo preço (€/MWh)** | **Redução de Preço (€/MWh)** | **Redução de Preço (%)** |
| 1 | 43,19 | 42,85 | 0,34 | 0,79% | 42,53 | 0,66 | 1,53% | 43,18 | 0,01 | 0,02% | 41,57 | 1,62 | 3,75% |
| 2 | 39,32 | 38,95 | 0,37 | 0,94% | 38,36 | 0,96 | 2,44% | 39,21 | 0,11 | 0,28% | 37,59 | 1,73 | 4,40% |
| 3 | 33,82 | 33,57 | 0,25 | 0,74% | 33,25 | 0,57 | 1,69% | 33,74 | 0,08 | 0,24% | 32,93 | 0,89 | 2,63% |
| 4 | 40,70 | 40,47 | 0,23 | 0,57% | 40,53 | 0,17 | 0,42% | 40,69 | 0,01 | 0,02% | 40,14 | 0,56 | 1,38% |
| 5 | 41,99 | 41,63 | 0,36 | 0,86% | 41,88 | 0,11 | 0,26% | 41,98 | 0,01 | 0,02% | 41,46 | 0,53 | 1,26% |
| 6 | 42,02 | 41,93 | 0,09 | 0,21% | 41,80 | 0,22 | 0,52% | 42,01 | 0,01 | 0,02% | 41,44 | 0,58 | 1,38% |
| 7 | 43,28 | 43,12 | 0,16 | 0,37% | 43,19 | 0,09 | 0,21% | 43,27 | 0,01 | 0,02% | 42,91 | 0,37 | 0,85% |
| 8 | 42,22 | 41,88 | 0,34 | 0,81% | 41,91 | 0,31 | 0,73% | 42,20 | 0,02 | 0,05% | 41,40 | 0,82 | 1,94% |
| 9 | 41,26 | 40,98 | 0,28 | 0,68% | 40,78 | 0,48 | 1,16% | 41,23 | 0,03 | 0,07% | 40,17 | 1,09 | 2,64% |
| 10 | 38,66 | 38,29 | 0,37 | 0,96% | 37,84 | 0,82 | 2,12% | 38,58 | 0,08 | 0,21% | 37,45 | 1,21 | 3,13% |
| 12 | 40,20 | 39,69 | 0,51 | 1,27% | 37,87 | 2,33 | 5,80% | 40,14 | 0,06 | 0,15% | 36,85 | 3,35 | 8,33% |
| 13 | 38,14 | 37,83 | 0,31 | 0,81% | 36,77 | 1,37 | 3,59% | 37,94 | 0,20 | 0,52% | 36,18 | 1,96 | 5,14% |
| 14 | 36,99 | 36,81 | 0,18 | 0,49% | 36,17 | 0,82 | 2,22% | 36,96 | 0,03 | 0,08% | 35,76 | 1,23 | 3,33% |
| 15 | 38,14 | 37,95 | 0,19 | 0,50% | 37,14 | 1,00 | 2,62% | 38,10 | 0,04 | 0,10% | 36,72 | 1,42 | 3,72% |
| 16 | 39,47 | 39,38 | 0,09 | 0,23% | 39,20 | 0,27 | 0,68% | 39,43 | 0,04 | 0,10% | 39,12 | 0,35 | 0,89% |
| 17 | 39,77 | 39,45 | 0,32 | 0,80% | 39,44 | 0,33 | 0,83% | 39,72 | 0,05 | 0,13% | 39,20 | 0,57 | 1,43% |
| 18 | 41,96 | 41,80 | 0,16 | 0,38% | 41,62 | 0,34 | 0,81% | 41,92 | 0,04 | 0,10% | 41,36 | 0,60 | 1,43% |
| 19 | 41,17 | 41,03 | 0,14 | 0,34% | 40,95 | 0,22 | 0,53% | 41,13 | 0,04 | 0,10% | 40,69 | 0,48 | 1,17% |
| 20 | 41,70 | 41,49 | 0,21 | 0,50% | 41,36 | 0,34 | 0,82% | 41,62 | 0,08 | 0,19% | 41,03 | 0,67 | 1,61% |
| 21 | 43,72 | 43,47 | 0,25 | 0,57% | 42,79 | 0,93 | 2,13% | 43,68 | 0,04 | 0,09% | 42,30 | 1,42 | 3,25% |
| 22 | 40,02 | 39,77 | 0,25 | 0,62% | 38,97 | 1,05 | 2,62% | 39,90 | 0,12 | 0,30% | 38,52 | 1,50 | 3,75% |
| 23 | 39,42 | 39,23 | 0,19 | 0,48% | 38,43 | 0,99 | 2,51% | 39,36 | 0,06 | 0,15% | 38,09 | 1,33 | 3,37% |
| 24 | 37,59 | 37,41 | 0,18 | 0,48% | 37,07 | 0,52 | 1,38% | 37,51 | 0,08 | 0,21% | 36,80 | 0,79 | 2,10% |
| 25 | 40,28 | 40,07 | 0,21 | 0,52% | 39,87 | 0,41 | 1,02% | 40,27 | 0,01 | 0,02% | 39,62 | 0,66 | 1,64% |
| 26 | 40,82 | 40,67 | 0,15 | 0,37% | 40,51 | 0,31 | 0,76% | 40,81 | 0,01 | 0,02% | 40,26 | 0,56 | 1,37% |
| 27 | 41,60 | 41,35 | 0,25 | 0,60% | 41,00 | 0,60 | 1,44% | 41,58 | 0,02 | 0,05% | 40,70 | 0,90 | 2,16% |
| 28 | 42,44 | 42,33 | 0,11 | 0,26% | 42,22 | 0,22 | 0,52% | 42,42 | 0,02 | 0,05% | 41,98 | 0,46 | 1,08% |
| 29 | 43,90 | 43,71 | 0,19 | 0,43% | 43,66 | 0,24 | 0,55% | 43,88 | 0,02 | 0,05% | 43,45 | 0,45 | 1,03% |
| 30 | 41,14 | 40,85 | 0,29 | 0,70% | 40,71 | 0,43 | 1,05% | 41,08 | 0,06 | 0,15% | 40,24 | 0,90 | 2,19% |
| 31 | 36,28 | 36,16 | 0,12 | 0,33% | 36,03 | 0,25 | 0,69% | 36,23 | 0,05 | 0,14% | 35,89 | 0,39 | 1,07% |
| Média | 40,37 | 40,14 | 0,24 | 0,59% | 39,80 | 0,58 | 1,46% | 40,33 | 0,05 | 0,12% | 39,39 | 0,98 | 2,45% |

### 5.7.8 Agosto

No que diz respeito ao mês de agosto, o preço médio mensal registado foi de 41,15 €/MWh. No caso de aumento da PRE Hídrica + Fios-de-Água o preço baixou para 40,94 €/MWh, ou seja, uma variação de apenas 0,22 €/MWh. Já em termos percentuais, essa variação representa cerca de 0,54%. No que toca ao aumento da PRE Eólica, esse cenário provoca uma diminuição de 0,64 €/MWh que representa uma variação média mensal de 1,61%.

Em relação à PRE Total, o novo Preço de Mercado registado foi de 40,17 €/MWh, ou seja, uma diminuição de 0,99 €/MWh. Em termos percentuais regista-se uma variação de 2,45%. A Figura 5.26 e a Tabela 5.16 representam as variações médias para os diferentes cenários, bem como todos os valores registados nesta análise.

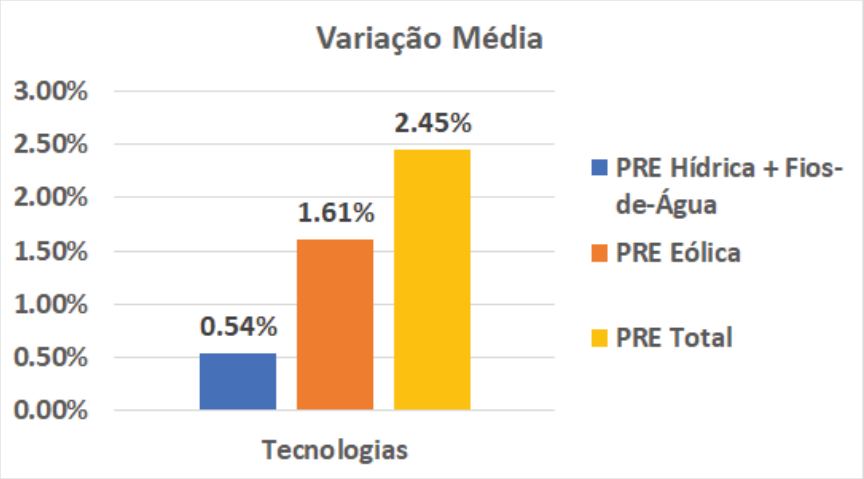



Figura 5.26: Variação percentual média no mês de agosto.

Tabela 5.16: Preços e variações médias para o mês de agosto.

| Agosto | | PRE Hídrica + Fios-de-Água | | | PRE Eólica | | | PRE Total | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Dia | Preço de Mercado (€/MWh) | Novo preço (€/MWh) | Redução de Preço (€/MWh) | Redução de Preço (%) | Novo preço (€/MWh) | Redução de Preço (€/MWh) | Redução de Preço (%) | Novo preço (€/MWh) | Redução de Preço (€/MWh) | Redução de Preço (%) |
| 1 | 43.12 | 42.98 | 0.14 | 0.32% | 42.79 | 0.33 | 0.77% | 42.48 | 0.64 | 1.49% |
| 2 | 42.74 | 42.64 | 0.10 | 0.23% | 42.35 | 0.39 | 0.91% | 42.06 | 0.68 | 1.58% |
| 3 | 44.95 | 44.81 | 0.14 | 0.31% | 44.24 | 0.71 | 1.58% | 44.01 | 0.94 | 2.09% |
| 4 | 43.22 | 43.01 | 0.21 | 0.49% | 42.05 | 1.17 | 2.71% | 41.64 | 1.58 | 3.65% |
| 5 | 41.18 | 40.96 | 0.22 | 0.53% | 40.49 | 0.69 | 1.68% | 40.21 | 0.97 | 2.35% |
| 6 | 38.91 | 38.56 | 0.35 | 0.90% | 37.89 | 1.02 | 2.62% | 37.31 | 1.61 | 4.12% |
| 7 | 32.76 | 32.41 | 0.35 | 1.07% | 31.76 | 1.00 | 3.05% | 31.58 | 1.18 | 3.60% |
| 8 | 41.66 | 41.51 | 0.15 | 0.36% | 40.58 | 1.08 | 2.59% | 40.12 | 1.54 | 3.69% |
| 9 | 39.84 | 39.57 | 0.27 | 0.68% | 38.42 | 1.42 | 3.56% | 37.92 | 1.92 | 4.82% |
| 10 | 35.83 | 35.33 | 0.50 | 1.40% | 33.55 | 2.28 | 6.36% | 32.89 | 2.94 | 8.21% |
| 11 | 38.94 | 38.77 | 0.17 | 0.44% | 37.96 | 0.98 | 2.52% | 37.74 | 1.20 | 3.09% |
| 12 | 42.12 | 42.02 | 0.10 | 0.24% | 41.59 | 0.53 | 1.26% | 41.33 | 0.79 | 1.86% |
| 13 | 41.43 | 41.19 | 0.24 | 0.58% | 41.1 | 0.33 | 0.80% | 40.65 | 0.78 | 1.87% |
| 14 | 38.9 | 38.61 | 0.29 | 0.75% | 38.33 | 0.57 | 1.47% | 38.07 | 0.83 | 2.14% |
| 15 | 41.38 | 41.06 | 0.32 | 0.77% | 40.85 | 0.53 | 1.28% | 40.38 | 1.00 | 2.42% |
| 16 | 44.86 | 44.67 | 0.19 | 0.42% | 44.61 | 0.25 | 0.56% | 44.20 | 0.66 | 1.47% |
| 17 | 43.55 | 43.32 | 0.23 | 0.53% | 42.99 | 0.56 | 1.29% | 42.52 | 1.03 | 2.36% |
| 18 | 43.6 | 43.26 | 0.34 | 0.78% | 43.16 | 0.44 | 1.01% | 42.66 | 0.94 | 2.15% |
| 19 | 42.26 | 41.92 | 0.34 | 0.80% | 41.39 | 0.87 | 2.06% | 41.07 | 1.20 | 2.83% |
| 20 | 39.39 | 39.18 | 0.21 | 0.53% | 38.17 | 1.22 | 3.10% | 37.98 | 1.41 | 3.58% |
| 21 | 37.03 | 36.75 | 0.28 | 0.76% | 36.42 | 0.61 | 1.65% | 36.05 | 0.98 | 2.64% |
| 22 | 41.38 | 41.2 | 0.18 | 0.43% | 40.98 | 0.40 | 0.97% | 40.74 | 0.64 | 1.55% |
| 23 | 41.35 | 41.21 | 0.14 | 0.34% | 41.25 | 0.10 | 0.24% | 40.92 | 0.43 | 1.03% |
| 24 | 41.87 | 41.7 | 0.17 | 0.41% | 41.72 | 0.15 | 0.36% | 41.46 | 0.41 | 0.98% |
| 25 | 41.45 | 41.21 | 0.24 | 0.58% | 41.28 | 0.17 | 0.41% | 40.94 | 0.51 | 1.22% |
| 26 | 41.67 | 41.53 | 0.14 | 0.34% | 41.44 | 0.23 | 0.55% | 41.11 | 0.56 | 1.34% |
| 27 | 41.39 | 41.22 | 0.17 | 0.41% | 41.20 | 0.19 | 0.46% | 40.89 | 0.50 | 1.20% |
| 28 | 40.66 | 40.46 | 0.20 | 0.49% | 39.97 | 0.69 | 1.70% | 39.74 | 0.92 | 2.26% |
| 29 | 41.52 | 41.42 | 0.10 | 0.24% | 41.15 | 0.37 | 0.89% | 40.87 | 0.65 | 1.56% |
| 30 | 42.99 | 42.86 | 0.13 | 0.30% | 42.62 | 0.37 | 0.86% | 42.37 | 0.62 | 1.44% |
| 31 | 43.85 | 43.73 | 0.12 | 0.27% | 43.52 | 0.33 | 0.75% | 43.27 | 0.58 | 1.32% |
| Média | 41.15 | 40.94 | 0.22 | 0.54% | 40.51 | 0.64 | 1.61% | 40.17 | 0.99 | 2.45 |

### 5.7.9 Setembro

Analisa-se agora o caso do mês de setembro, em que o Preço de Mercado médio registado foi de 43,62 €/MWh. Do aumento da PRE Hídrica + Fios-de-Água resulta uma diminuição no preço médio de 0,14 €/MWh. Em valores percentuais essa variação representa cerca de 0,34%. Em relação à PRE Eólica a variação em termos de €/MWh foi de 0,36 €/MWh, o que em termos percentuais representa 0,84%.

Em relação ao aumento da PRE Total o novo Preço de Mercado registado é de 42,98 €/MWh o que corresponde a uma diminuição de 0,64 €/MWh. Esta variação representa em termos percentuais uma diminuição na ordem dos 1,48%.

A Figura 5.27 representa os preços médios mensais registados para os diferentes cenários analisados.

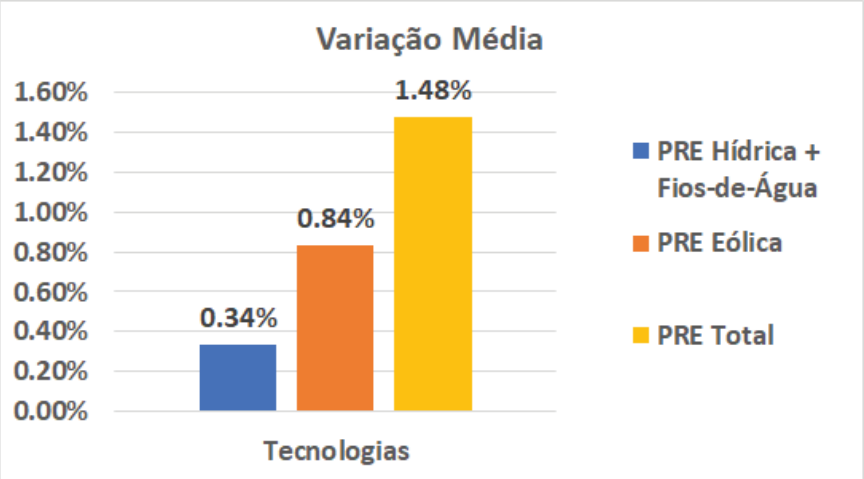



Figura 5.27: Variação percentual média no mês de setembro.

Tabela 5.17: Preços e variações médias para o mês de setembro.

| Setembro | | PRE Hídrica + Fios-de-Água | | | PRE Eólica | | | PRE Total | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| **Dia** | **Preço de Mercado (€/MWh)** | **Novo preço (€/MWh)** | **Redução de Preço (€/MWh)** | **Redução de Preço (%)** | **Novo preço (€/MWh)** | **Redução de Preço (€/MWh)** | **Redução de Preço (%)** | **Novo preço (€/MWh)** | **Redução de Preço (€/MWh)** | **Redução de Preço (%)** |
| 1 | 42.64 | 42.45 | 0.19 | 0.45% | 42.45 | 0.19 | 0.45% | 42.16 | 0.48 | 1.13% |
| 2 | 45.58 | 45.41 | 0.17 | 0.37% | 45.487 | 0.09 | 0.20% | 45.28 | 0.30 | 0.65% |
| 3 | 42.77 | 42.62 | 0.15 | 0.35% | 42.67 | 0.10 | 0.23% | 42.42 | 0.35 | 0.83% |
| 4 | 41.58 | 41.45 | 0.13 | 0.31% | 41.44 | 0.14 | 0.34% | 41.27 | 0.31 | 0.73% |
| 5 | 46.75 | 46.67 | 0.08 | 0.17% | 46.68 | 0.07 | 0.15% | 46.57 | 0.18 | 0.38% |
| 6 | 48.13 | 47.95 | 0.18 | 0.37% | 47.89 | 0.24 | 0.50% | 47.65 | 0.48 | 0.99% |
| 7 | 48.48 | 48.07 | 0.41 | 0.85% | 47.45 | 1.03 | 2.12% | 47.18 | 1.30 | 2.68% |
| 8 | 44.54 | 44.44 | 0.10 | 0.22% | 43.89 | 0.65 | 1.46% | 43.72 | 0.82 | 1.85% |
| 9 | 46.22 | 46.17 | 0.05 | 0.11% | 45.81 | 0.41 | 0.89% | 45.62 | 0.60 | 1.30% |
| 10 | 42.87 | 42.67 | 0.20 | 0.47% | 42.3 | 0.57 | 1.33% | 42.02 | 0.85 | 1.97% |
| 11 | 40.58 | 40.54 | 0.04 | 0.10% | 40.5 | 0.08 | 0.20% | 40.21 | 0.37 | 0.91% |
| 12 | 43.88 | 43.74 | 0.14 | 0.32% | 43.64 | 0.24 | 0.55% | 43.47 | 0.41 | 0.94% |
| 13 | 42.94 | 42.82 | 0.12 | 0.28% | 41.91 | 1.03 | 2.40% | 41.43 | 1.51 | 3.53% |
| 14 | 42.41 | 42.31 | 0.10 | 0.24% | 41.7 | 0.71 | 1.67% | 41.47 | 0.94 | 2.22% |
| 15 | 43.71 | 43.61 | 0.10 | 0.23% | 43.34 | 0.37 | 0.85% | 43.19 | 0.52 | 1.18% |
| 16 | 41.3 | 41.18 | 0.12 | 0.29% | 40.87 | 0.43 | 1.04% | 40.68 | 0.62 | 1.50% |
| 17 | 39.83 | 39.68 | 0.15 | 0.38% | 39.5 | 0.33 | 0.83% | 39.23 | 0.60 | 1.51% |
| 18 | 37.4 | 36.94 | 0.46 | 1.23% | 36.89 | 0.51 | 1.36% | 36.00 | 1.40 | 3.74% |
| 19 | 41.91 | 41.73 | 0.18 | 0.43% | 41.74 | 0.17 | 0.41% | 41.57 | 0.34 | 0.81% |
| 20 | 43.79 | 43.73 | 0.06 | 0.14% | 43.69 | 0.10 | 0.23% | 43.48 | 0.31 | 0.70% |
| 21 | 45.66 | 45.61 | 0.05 | 0.11% | 45.63 | 0.03 | 0.07% | 45.46 | 0.20 | 0.44% |
| 22 | 46.87 | 46.71 | 0.16 | 0.34% | 46.66 | 0.21 | 0.45% | 46.43 | 0.44 | 0.93% |
| 23 | 46.61 | 46.5 | 0.11 | 0.24% | 46.49 | 0.12 | 0.26% | 46.32 | 0.29 | 0.61% |
| 24 | 41.57 | 41.27 | 0.30 | 0.72% | 40.89 | 0.68 | 1.64% | 40.56 | 1.01 | 2.44% |
| 25 | 37.94 | 37.8 | 0.14 | 0.37% | 37.63 | 0.31 | 0.82% | 37.23 | 0.71 | 1.86% |
| 26 | 46.28 | 46.22 | 0.06 | 0.13% | 46.02 | 0.26 | 0.56% | 45.78 | 0.50 | 1.08% |
| 27 | 44.05 | 43.98 | 0.07 | 0.16% | 43.33 | 0.72 | 1.63% | 42.97 | 1.08 | 2.44% |
| 28 | 43.22 | 43.12 | 0.10 | 0.23% | 42.76 | 0.46 | 1.06% | 42.09 | 1.13 | 2.62% |
| 29 | 43.54 | 43.44 | 0.10 | 0.23% | 43.15 | 0.39 | 0.90% | 42.92 | 0.62 | 1.42% |
| 30 | 45.46 | 45.35 | 0.11 | 0.24% | 45.23 | 0.23 | 0.51% | 45.03 | 0.43 | 0.95% |
| Média | 43.62 | 43.47 | 0.14 | 0.34% | 43.25 | 0.36 | 0.84% | 42.98 | 0.64 | 1.48% |

### 5.7.10 Outubro

No que diz respeito ao mês de outubro, o preço médio mensal registado foi de 52,78 €/MWh. No caso de aumento da PRE Hídrica + Fios-de-Água o preço regista um decréscimo de 0,26 €/MWh, ou seja, o preço médio mensal passou a ser 52,52 €/MWh. Já em termos percentuais, essa variação representa cerca de 0,49%. No que toca ao aumento da PRE Eólica, esse cenário provoca uma diminuição de 0,59 €/MWh que representa uma redução média mensal de 1,15%.

Em relação à PRE Total, o novo Preço de Mercado registado foi de 51,81 €/MWh, ou seja, um decréscimo de 0,97 €/MWh. Em termos percentuais regista-se uma variação de 1,86%. A Figura 5.28 e a Tabela 5.18 representam as variações médias para os diferentes cenários, bem como todos os valores registados nesta análise.

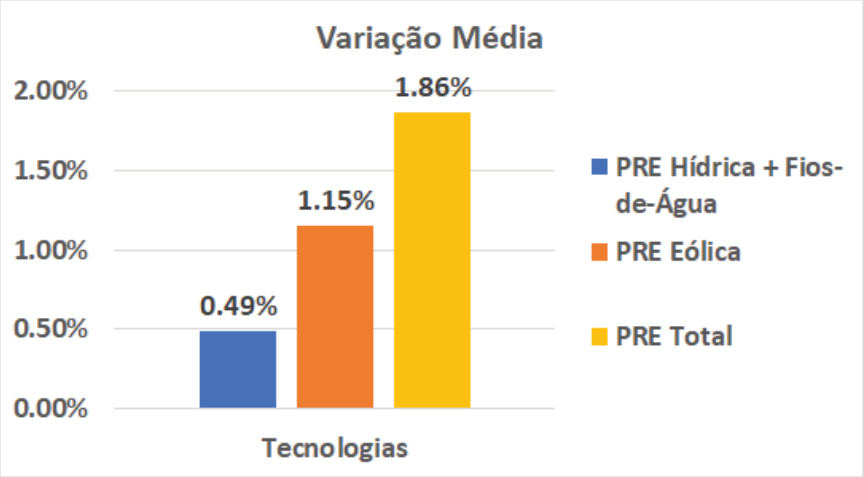



Figura 5.28: Variação percentual média no mês de outubro.

Tabela 5.18: Preços e variações médias para o mês de outubro.

| Outubro | | PRE Hídrica + Fios-de-Água | | | PRE Eólica | | | PRE Total | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| **Dia** | **Preço de Mercado (€/MWh)** | **Novo preço (€/MWh)** | **Redução de Preço (€/MWh)** | **Redução de Preço (%)** | **Novo preço (€/MWh)** | **Redução de Preço (€/MWh)** | **Redução de Preço (%)** | **Novo preço (€/MWh)** | **Redução de Preço (€/MWh)** | **Redução de Preço (%)** |
| 1 | 44.01 | 43.9 | 0.11 | 0.25% | 43.55 | 0.46 | 1.05% | 43.22 | 0.79 | 1.80% |
| 2 | 43.77 | 43.67 | 0.10 | 0.23% | 43.62 | 0.15 | 0.34% | 43.23 | 0.54 | 1.22% |
| 3 | 48.59 | 48.48 | 0.11 | 0.23% | 48.41 | 0.18 | 0.37% | 48.17 | 0.42 | 0.87% |
| 4 | 52.55 | 52.49 | 0.06 | 0.11% | 52.35 | 0.20 | 0.38% | 52.18 | 0.37 | 0.71% |
| 5 | 50.13 | 50.01 | 0.12 | 0.24% | 49.89 | 0.24 | 0.48% | 49.78 | 0.35 | 0.69% |
| 6 | 52.35 | 52.2 | 0.15 | 0.29% | 52.23 | 0.12 | 0.23% | 51.97 | 0.38 | 0.72% |
| 7 | 54.84 | 54.78 | 0.06 | 0.11% | 54.82 | 0.02 | 0.04% | 54.73 | 0.11 | 0.21% |
| 8 | 48.55 | 48.4 | 0.15 | 0.31% | 48.22 | 0.33 | 0.68% | 47.91 | 0.64 | 1.31% |
| 9 | 42.97 | 42.87 | 0.10 | 0.23% | 42.53 | 0.44 | 1.02% | 42.32 | 0.65 | 1.52% |
| 10 | 53.74 | 53.63 | 0.11 | 0.20% | 53.6 | 0.14 | 0.26% | 53.30 | 0.44 | 0.83% |
| 11 | 56.84 | 56.68 | 0.16 | 0.28% | 56.55 | 0.29 | 0.51% | 56.29 | 0.55 | 0.96% |
| 12 | 51.5 | 51.36 | 0.14 | 0.27% | 51.26 | 0.24 | 0.47% | 51.17 | 0.33 | 0.64% |
| 13 | 57.89 | 57.7 | 0.19 | 0.33% | 57.5 | 0.39 | 0.67% | 57.18 | 0.71 | 1.22% |
| 14 | 54.85 | 54.7 | 0.15 | 0.27% | 54.21 | 0.64 | 1.17% | 53.84 | 1.01 | 1.83% |
| 15 | 45.65 | 45.44 | 0.21 | 0.46% | 44.77 | 0.88 | 1.93% | 44.61 | 1.04 | 2.29% |
| 16 | 45.61 | 45.43 | 0.18 | 0.39% | 45.26 | 0.35 | 0.77% | 45.10 | 0.51 | 1.13% |
| 17 | 59.26 | 58.97 | 0.29 | 0.49% | 59.03 | 0.23 | 0.39% | 58.50 | 0.76 | 1.28% |
| 18 | 57.58 | 57.24 | 0.34 | 0.59% | 57.44 | 0.14 | 0.24% | 57.03 | 0.55 | 0.96% |
| 19 | 59.7 | 59.28 | 0.42 | 0.70% | 59.54 | 0.16 | 0.27% | 59.19 | 0.51 | 0.85% |
| 20 | 59.86 | 59.46 | 0.40 | 0.67% | 59.67 | 0.19 | 0.32% | 59.11 | 0.75 | 1.25% |
| 21 | 59.47 | 59.11 | 0.36 | 0.61% | 59.16 | 0.31 | 0.52% | 58.78 | 0.69 | 1.17% |
| 22 | 52.21 | 51.75 | 0.46 | 0.88% | 50.88 | 1.33 | 2.55% | 50.59 | 1.62 | 3.10% |
| 23 | 40.81 | 40.49 | 0.32 | 0.78% | 38.92 | 1.89 | 4.63% | 38.67 | 2.14 | 5.25% |
| 24 | 53.06 | 51.4 | 1.66 | 3.13% | 48.59 | 4.47 | 8.42% | 46.16 | 6.90 | 13.00% |
| 25 | 58.83 | 58.45 | 0.38 | 0.65% | 57.24 | 1.59 | 2.70% | 56.41 | 2.42 | 4.11% |
| 26 | 60.32 | 60.07 | 0.25 | 0.41% | 59.94 | 0.38 | 0.63% | 59.74 | 0.58 | 0.96% |
| 27 | 56.43 | 56.17 | 0.26 | 0.46% | 55.82 | 0.61 | 1.08% | 55.17 | 1.26 | 2.23% |
| 28 | 56.61 | 56.43 | 0.18 | 0.32% | 56.18 | 0.43 | 0.76% | 55.89 | 0.72 | 1.26% |
| 29 | 53.62 | 53.37 | 0.25 | 0.47% | 53.04 | 0.58 | 1.08% | 52.73 | 0.89 | 1.66% |
| 30 | 50.84 | 50.64 | 0.20 | 0.39% | 50.55 | 0.29 | 0.57% | 50.25 | 0.59 | 1.16% |
| 31 | 53.81 | 53.66 | 0.15 | 0.28% | 53.26 | 0.55 | 1.02% | 53.04 | 0.77 | 1.44% |
| Média | 52.78 | 52.52 | 0.26 | 0.49% | 52.19 | 0.59 | 1.15% | 51.81 | 0.97 | 1.86% |

### 5.7.11 Novembro

Aborda-se agora o caso do mês de novembro, em que o Preço de Mercado médio registado foi de 56,28 €/MWh. Da alteração da PRE Hídrica + Fios-de-Água ocorre uma diminuição no preço médio de 0,31 €/MWh. Em valores percentuais essa variação representa cerca de 0,57%. Em relação à PRE Eólica a variação em termos de €/MWh foi de 1,01 €/MWh, o que em termos percentuais representa uma redução de 1,93%.

Em relação ao aumento da PRE Total o novo Preço de Mercado registado é de 54,94 €/MWh o que corresponde a um decréscimo de 1,33 €/MWh. Esta variação representa em termos percentuais uma diminuição na ordem dos 2,49%.

A Figura 5.29 representa os preços médios mensais registados para os diferentes cenários analisados e todos os restantes valores são apresentados na Tabela 5.19.

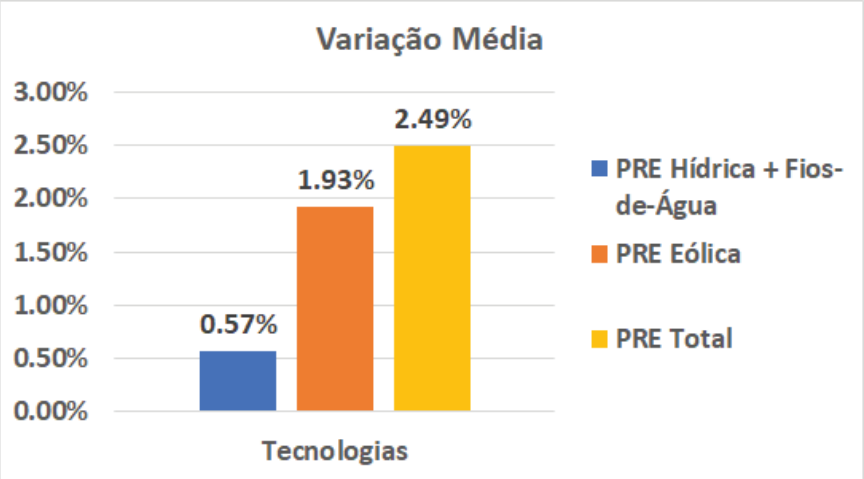



Figura 5.29: Variação percentual média no mês de novembro.

Tabela 5.19: Preços e variações médias para o mês de novembro.

| **Novembro** | | **PRE Hídrica + Fios-de-Água** | | | **PRE Eólica** | | | **PRE Total** | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| **Dia** | **Preço de Mercado (€/MWh)** | **Novo preço (€/MWh)** | **Redução de Preço (€/MWh)** | **Redução de Preço (%)** | **Novo preço (€/MWh)** | **Redução de Preço (€/MWh)** | **Redução de Preço (%)** | **Novo preço (€/MWh)** | **Redução de Preço (€/MWh)** | **Redução de Preço (%)** |
| 1 | 50.13 | 50.04 | 0.09 | 0.18% | 49.79 | 0.34 | 0.68% | 49.66 | 0.47 | 0.94% |
| 2 | 61.36 | 61.21 | 0.15 | 0.24% | 61.1 | 0.26 | 0.42% | 60.84 | 0.52 | 0.85% |
| 3 | 63.66 | 63.36 | 0.30 | 0.47% | 63.41 | 0.25 | 0.39% | 63.14 | 0.52 | 0.82% |
| 4 | 61.28 | 61.02 | 0.26 | 0.42% | 60.71 | 0.57 | 0.93% | 60.44 | 0.84 | 1.38% |
| 5 | 51.07 | 50.65 | 0.42 | 0.82% | 49.57 | 1.50 | 2.94% | 49.33 | 1.74 | 3.41% |
| 6 | 45.44 | 45.03 | 0.41 | 0.90% | 44.16 | 1.28 | 2.82% | 43.97 | 1.47 | 3.23% |
| 7 | 57.63 | 57.4 | 0.23 | 0.40% | 56.82 | 0.81 | 1.41% | 56.58 | 1.06 | 1.83% |
| 8 | 54.97 | 54.74 | 0.23 | 0.42% | 53.97 | 1.00 | 1.82% | 53.82 | 1.15 | 2.08% |
| 9 | 52.28 | 52.12 | 0.16 | 0.31% | 51.07 | 1.21 | 2.31% | 50.73 | 1.55 | 2.96% |
| 10 | 60.23 | 60.05 | 0.18 | 0.30% | 59.7 | 0.53 | 0.88% | 59.44 | 0.79 | 1.31% |
| 11 | 61.25 | 61.1 | 0.15 | 0.24% | 61.01 | 0.24 | 0.39% | 60.84 | 0.41 | 0.67% |
| 12 | 59.17 | 58.96 | 0.21 | 0.35% | 58.95 | 0.22 | 0.37% | 58.76 | 0.41 | 0.69% |
| 13 | 52.7 | 52.51 | 0.19 | 0.36% | 51.76 | 0.94 | 1.78% | 51.46 | 1.24 | 2.35% |
| 14 | 55.27 | 55.01 | 0.26 | 0.47% | 53.71 | 1.56 | 2.82% | 53.47 | 1.80 | 3.26% |
| 15 | 59.5 | 59.4 | 0.10 | 0.17% | 58.37 | 1.13 | 1.90% | 58.12 | 1.38 | 2.32% |
| 16 | 63.81 | 63.57 | 0.24 | 0.38% | 63.28 | 0.53 | 0.83% | 63.12 | 0.69 | 1.08% |
| 17 | 62.24 | 62.08 | 0.16 | 0.26% | 62.08 | 0.16 | 0.26% | 61.84 | 0.40 | 0.64% |
| 18 | 58.3 | 58.04 | 0.26 | 0.45% | 57.83 | 0.47 | 0.81% | 57.48 | 0.82 | 1.40% |
| 19 | 53.29 | 53.08 | 0.21 | 0.39% | 51.73 | 1.56 | 2.93% | 51.48 | 1.81 | 3.40% |
| 20 | 40.66 | 40.38 | 0.28 | 0.69% | 37.78 | 2.88 | 7.08% | 37.57 | 3.09 | 7.60% |
| 21 | 47.04 | 46.14 | 0.90 | 1.91% | 44.79 | 2.25 | 4.78% | 44.57 | 2.47 | 5.26% |
| 22 | 62.83 | 62.5 | 0.33 | 0.53% | 62.47 | 0.36 | 0.57% | 62.07 | 0.76 | 1.20% |
| 23 | 57.49 | 57.17 | 0.32 | 0.56% | 56.81 | 0.68 | 1.18% | 56.52 | 0.97 | 1.69% |
| 24 | 56.91 | 56.7 | 0.21 | 0.37% | 55.88 | 1.03 | 1.81% | 55.54 | 1.37 | 2.40% |
| 25 | 55.51 | 55.12 | 0.39 | 0.70% | 53.39 | 2.12 | 3.82% | 52.00 | 3.51 | 6.33% |
| 26 | 48.4 | 47.77 | 0.63 | 1.30% | 46.94 | 1.46 | 3.02% | 46.48 | 1.92 | 3.96% |
| 27 | 51.17 | 50.75 | 0.42 | 0.82% | 50.42 | 0.75 | 1.47% | 50.06 | 1.11 | 2.16% |
| 28 | 62.08 | 61.80 | 0.28 | 0.45% | 61.75 | 0.33 | 0.53% | 61.38 | 0.70 | 1.12% |
| 29 | 65.38 | 64.85 | 0.53 | 0.81% | 64.55 | 0.83 | 1.27% | 63.95 | 1.43 | 2.18% |
| 30 | 57.27 | 56.48 | 0.79 | 1.38% | 54.09 | 3.18 | 5.55% | 53.68 | 3.59 | 6.27% |
| Média | 56.28 | 55.97 | 0.31 | 0.57% | 55.26 | 1.01 | 1.93% | 54.94 | 1.33 | 2.49% |

### 5.7.12 Dezembro

Por último, analisa-se o caso do mês de dezembro, em que o Preço de Mercado médio registado foi de 60,28 €/MWh. Da alteração da PRE Hídrica + Fios-de-Água ocorre uma diminuição no preço médio de 0,31 €/MWh. Em valores percentuais essa variação representa cerca de 0,53%. Em relação à PRE Eólica a variação em termos de €/MWh foi superior, cerca de 1,10 €/MWh, o em termos percentuais essa variação representa 1,92% mais baixo que o valor inicial.

Em relação ao aumento da PRE Total o novo Preço de Mercado registado é de 58,80 €/MWh o que corresponde a uma diminuição de 1,48 €/MWh. Esta variação representa em termos percentuais uma diminuição na ordem dos 2,55%.

A Figura 5.30 representa os preços médios mensais registados para os diferentes cenários analisados.

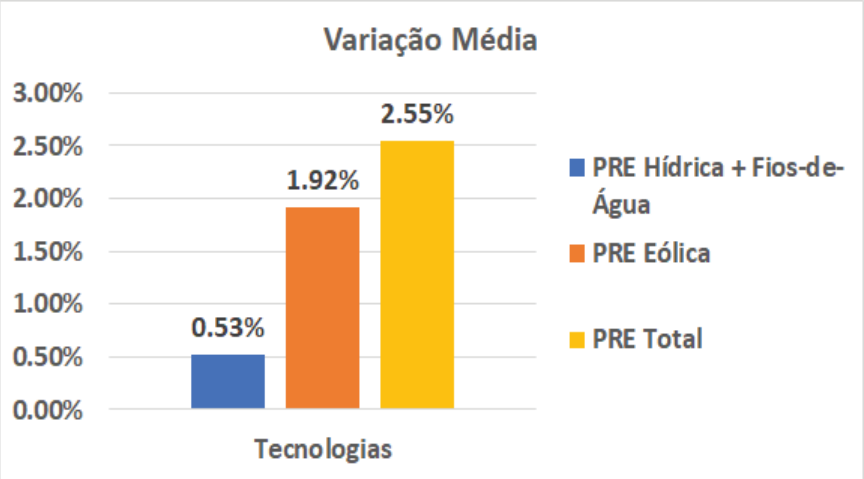



Figura 5.30: Variação percentual média no mês de dezembro.

Tabela 5.20: Preços e variações médias para o mês de dezembro

| Dezembro | | PRE Hídrica + Fios-de-Água | | | PRE Eólica | | | PRE Total | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| **Dia** | **Preço de Mercado (€/MWh)** | **Novo preço (€/MWh)** | **Redução de Preço (€/MWh)** | **Redução de Preço (%)** | **Novo preço (€/MWh)** | **Redução de Preço (€/MWh)** | **Redução de Preço (%)** | **Novo preço (€/MWh)** | **Redução de Preço (€/MWh)** | **Redução de Preço (%)** |
| 1 | 64.31 | 62.99 | 1.32 | 2.05% | 61.92 | 2.39 | 3.72% | 61.57 | 2.74 | 4.26% |
| 2 | 66.43 | 66.13 | 0.30 | 0.45% | 65.94 | 0.49 | 0.74% | 65.54 | 0.89 | 1.34% |
| 3 | 54.82 | 54.11 | 0.71 | 1.30% | 52.21 | 2.61 | 4.76% | 51.94 | 2.88 | 5.25% |
| 4 | 48.24 | 47.92 | 0.32 | 0.66% | 45.09 | 3.15 | 6.53% | 44.66 | 3.58 | 7.43% |
| 5 | 59.66 | 59.43 | 0.23 | 0.39% | 58.68 | 0.98 | 1.64% | 58.13 | 1.53 | 2.56% |
| 6 | 64.1 | 63.82 | 0.28 | 0.44% | 63.59 | 0.51 | 0.80% | 63.24 | 0.86 | 1.35% |
| 7 | 63.08 | 62.81 | 0.27 | 0.43% | 62.56 | 0.52 | 0.82% | 62.26 | 0.82 | 1.30% |
| 8 | 52.25 | 51.72 | 0.53 | 1.01% | 50.1 | 2.15 | 4.11% | 49.86 | 2.39 | 4.57% |
| 9 | 54.69 | 53.99 | 0.70 | 1.28% | 51.51 | 3.18 | 5.81% | 50.56 | 4.13 | 7.55% |
| 10 | 57.77 | 57.55 | 0.22 | 0.38% | 56.93 | 0.84 | 1.45% | 56.75 | 1.02 | 1.76% |
| 11 | 60.85 | 60.77 | 0.08 | 0.13% | 60.76 | 0.09 | 0.15% | 60.62 | 0.23 | 0.38% |
| 12 | 65.03 | 64.95 | 0.08 | 0.12% | 64.92 | 0.11 | 0.17% | 64.84 | 0.19 | 0.29% |
| 13 | 66.58 | 66.4 | 0.18 | 0.27% | 66.35 | 0.23 | 0.35% | 66.06 | 0.52 | 0.79% |
| 14 | 64.18 | 63.97 | 0.21 | 0.33% | 62.97 | 1.21 | 1.89% | 62.21 | 1.97 | 3.07% |
| 15 | 66.83 | 66.5 | 0.33 | 0.49% | 66.09 | 0.74 | 1.11% | 65.35 | 1.48 | 2.21% |
| 16 | 63.32 | 62.99 | 0.33 | 0.52% | 58.19 | 5.13 | 8.10% | 56.71 | 6.61 | 10.44% |
| 17 | 55.63 | 55.3 | 0.33 | 0.59% | 53.2 | 2.43 | 4.37% | 52.72 | 2.91 | 5.24% |
| 18 | 53.65 | 53.32 | 0.33 | 0.62% | 51.7 | 1.95 | 3.63% | 51.26 | 2.40 | 4.46% |
| 19 | 64.27 | 64.07 | 0.20 | 0.31% | 63.55 | 0.72 | 1.12% | 63.31 | 0.96 | 1.49% |
| 20 | 64.68 | 64.38 | 0.30 | 0.46% | 64.12 | 0.56 | 0.87% | 63.88 | 0.80 | 1.24% |
| 21 | 64.62 | 64.31 | 0.31 | 0.48% | 64.39 | 0.23 | 0.36% | 64.10 | 0.52 | 0.80% |
| 22 | 66.32 | 66.17 | 0.15 | 0.23% | 66.21 | 0.11 | 0.17% | 66.06 | 0.26 | 0.39% |
| 23 | 65.15 | 64.95 | 0.20 | 0.31% | 64.94 | 0.21 | 0.32% | 64.85 | 0.30 | 0.47% |
| 24 | 57.15 | 56.91 | 0.24 | 0.42% | 56.47 | 0.68 | 1.19% | 56.21 | 0.94 | 1.65% |
| 25 | 49.82 | 49.63 | 0.19 | 0.38% | 49.42 | 0.40 | 0.80% | 49.29 | 0.53 | 1.07% |
| 26 | 53.92 | 53.66 | 0.26 | 0.48% | 53.54 | 0.38 | 0.70% | 53.00 | 0.92 | 1.70% |
| 27 | 61.93 | 61.76 | 0.17 | 0.27% | 61.67 | 0.26 | 0.42% | 61.39 | 0.54 | 0.87% |
| 28 | 59.1 | 58.87 | 0.23 | 0.39% | 58.26 | 0.84 | 1.42% | 58.01 | 1.09 | 1.85% |
| 29 | 58.43 | 58.20 | 0.23 | 0.39% | 57.82 | 0.61 | 1.04% | 57.51 | 0.92 | 1.58% |
| 30 | 62.61 | 62.38 | 0.23 | 0.37% | 62.21 | 0.40 | 0.64% | 62.00 | 0.61 | 0.98% |
| 31 | 59.33 | 59.11 | 0.22 | 0.37% | 59.19 | 0.14 | 0.24% | 58.91 | 0.42 | 0.70% |
| Média | 60.28 | 59.97 | 0.31 | 0.53% | 59.18 | 1.10 | 1.92% | 58.80 | 1.48 | 2.55% |

## 5.8 Análise Geral

Após a análise individual de todos os meses, foi possível obter uma média anual para 2016, de modo a ser possível ter uma visão geral desse período, pelo que se apresentam as médias anuais para as diversas tecnologias bem como a sua variação percentual.

No ano de 2016, o Preço de Mercado médio anual foi de 39,42 €/MWh. Para o cenário de aumento de 25% da PRE Hídrica + Fios-de-Água, a variação média anual foi de 2,69%, o que levou a um Preço de Mercado de 38,68 €/MWh. Já no cenário da PRE Eólica, o Preço de Mercado sofreu uma variação de 3,5%, o que corresponde a um novo preço de 38,42 €/MWh. Por último, a PRE Total levou a uma variação média anual de 6,60% que representa um novo preço de 37,53 €/MWh.

Os valores das variações parecem reduzidos, no entanto falamos de valores que estão associados à Energia de Mercado de um ano no MIBEL. Assim, ainda que o comportamento seja relativamente reduzido, poderá resultar num impacto considerável na fatura dos consumidores.

Tabela 5.21: Valores médios anuais das diferentes tecnologias.

| | | PRE Hídrica + Fios-de-Água | | PRE Eólica | | PRE Total | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Ano | Preço de Mercado (€/MWh) | Novo preço (€/MWh) | Redução de Preço % | Novo preço (€/MWh) | Redução de Preço % | Novo preço (€/MWh) | Redução de Preço % |
| 2016 | 39,42 | 38,68 | 2,69% | 38,42 | 3,50% | 37,53 | 6,60% |

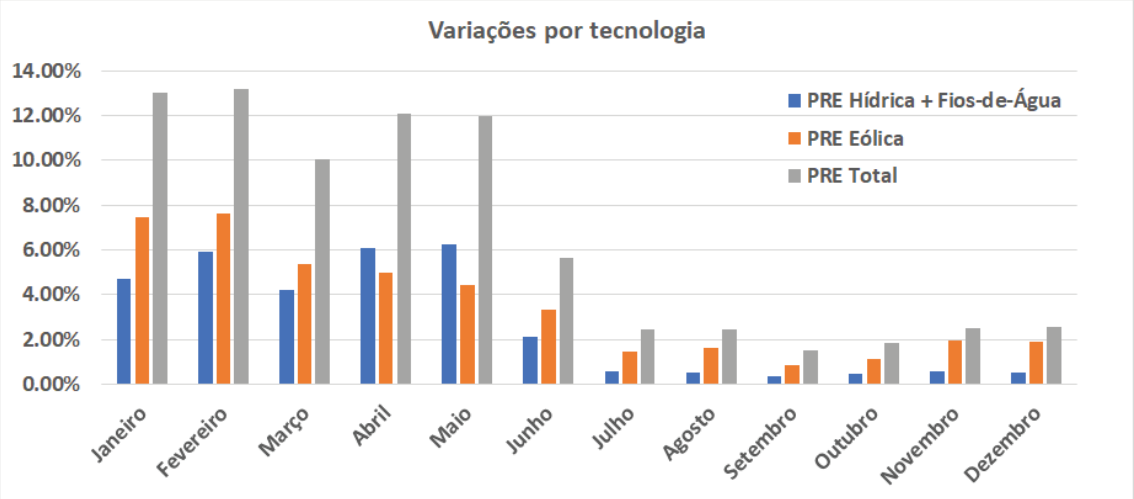



Figura 5.31: Variações por tecnologia nos 12 meses de 2016.

# Capítulo 6

# Conclusão

## 6.1 Considerações Finais

Ao longo dos anos o setor elétrico tem sofrido inúmeras reformas, tudo por objetivo principal a desverticalização do setor elétrico, permitindo assim uma maior liberalização do mercado. Com estas mudanças tiveram diversas consequências positivas tais como o aumento da concorrência no setor da comercialização de energia elétrica. Surgiam assim os primeiros mercados regionais, tais como o Mercado Ibérico de Eletricidade (MIBEL), em que Portugal e Espanha se incluem. Outro aspeto importantíssimo que se destacou com o movimento de desverticalização do setor foi a liberalização do setor da produção de energia, com o aparecimento de novas políticas energéticas para o aumento da produção de energia elétrica com base em fontes renováveis e endógenas. Surgia assim o conceito de Produção em Regime Especial (PRE).

Em termos do modo de operação do mercado após todos os movimentos de liberalização e aparecimento de novas identidades no mercado, esse mesmo passa a operar de acordo com o modelo de *Pool* Simétrico.

A Produção em Regime Ordinário (PRO) distingue-se da PRE pelo seu tratamento em mercado da energia produzida desse modo. Inclui-se na PRO a energia produzida com base nas centrais convencionais, tais como as de carvão e gás natural, bem como os grandes aproveitamentos hídricos.

Em Portugal a PRO é renumerada com base nos preços obtidos em mercado enquanto que a PRE é renumerada com base em tarifas feed-in, que apresentam distintos valores para as diferentes tecnologias. A PRE tem caráter prioritário no mercado pelo que é introduzida a preço nulo. Este tratamento explica a grande influência nos preços praticados no MIBEL e a necessidade da realização de estudos como o desta dissertação.

A primeira fase deste trabalho consistiu no desenvolvimento e implementação de uma metodologia que permitisse calcular o Preço de Mercado. Esta etapa foi alcançada com sucesso e com grande eficácia, pois foi possível obter os pontos exatamente iguais aos praticados na realidade sem qualquer tipo de aproximações ou linearizações de curvas de ofertas.

Na segunda fase foi realizada uma análise de períodos mais curtos, como apenas uma hora ou um dia completo. Nessa fase foram também utilizados diversos escalões para a alteração da PRE. Foi realizada não só a análise da influência nos preços do MIBEL devido ao aumento da PRE, mas também para cenários de diminuição. Com isso, foi possível verificar que a variação do preço não é igual para diversos cenários com o mesmo escalão de variação da PRE. Ou seja, a variação do preço aquando da utilização dos mesmos escalões depende das propostas de mercado existentes. Já para o mesmo cenário e mesmo escalão, e como se atribuiu a mesma importância a todas as tecnologias da PRE, a variação do preço está fortemente influenciada pelo valor inicial da energia da tecnologia em questão.

Por fim e como a aplicação desenvolvida em *MatLab* permitiu a análise de períodos maiores, foi realizada a análise mensal para todos os meses do ano de 2016, utilizando sempre e apenas o escalão de aumento de 25% da PRE em questão. O Preço de Mercado no ano de 2016 foi de 39,42 €/MWh. Com o aumento da PRE Hídrica + Fios-de-Água o preço sofreria uma redução de 2,69%, fixando-se nos 38,68 €/MWh. Já no caso da Eólica o preço sofreria uma redução de 3,50% o que implica que o Preço de Mercado médio anual passaria a ser de 38,42 €/MWh. Por fim e devido à variação da PRE Total o preço passaria a fixar-se em 37,53 €/MWh o que implicaria uma redução de 6,60%.

A PRE Fotovoltaica foi analisada em dois meses, não influenciando de forma significativa a média anual. O seu valor é sempre muito baixo devido à presença de diversas horas com produção nula, pelo que se torna desnecessário a sua análise anual. Mesmo em períodos com elevada exposição solar a sua variação é reduzida, o que resulta também do número ainda reduzido de painéis fotovoltaicos instalados em Portugal.

No ano de 2016, no que diz respeito à influência nos preços praticados no MIBEL devido ao aumento da PRE, pode-se afirmar que a PRE Eólica foi o principal pilar da variação dos preços. Só nos meses de abril e maio é que a PRE Hídrica + Fios-de-Água teve mais impacto do que a PRE Eólica.

Finalmente salienta-se que todos os escalões, bem como todos os pressupostos, tais como considerar a PRE Total, a PRE Eólica, Hidrica + Fios-de-Água e Fotovoltaica, foram acordados em reuniões variadas com o Engenheiro José Carlos Sousa da EDP Gestão da Produção de Energia SA, a que se agradece toda a colaboração.

## 6.2 Trabalhos Futuros

No que diz respeito a trabalhos futuros seria importante em primeiro lugar trabalhar a interface gráfica da aplicação desenvolvida, para que seja mais intuitiva, permitindo a apresentação de resultados de uma forma mais direta e clara para o utilizador.

Em segundo lugar, poderia ser deveras interessante utilizar a aplicação para outras tecnologias bem como para analisar outras combinações de PRE para além da PRE Total.

Como o tema da dissertação foi a análise da influência dos preços no MIBEL devido a cenários de aumento da PRE no ano de 2016, os resultados analisados são referentes a esse ano. No entanto seria interessante estudar a aplicação para possibilitar a análise de outros anos

# Anexo A

# Anexos

Tabela A.1: Resultados para um aumento de 25% da PRE Eólica para o dia 11 de abril de 2016.

| Dia 11 de Abril de 2016 - Aumento de 25% da PRE Eólica | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| Hora | **Energia de Mercado (MWh)** | **Preço de Mercado (€/MWh)** | **Nova Energia de Mercado (MWh)** | **Novo Preço de Mercado (€/MWh)** | **Redução do Preço (€/MWh)** | **Redução do Preço (%)** |
| 1 | 24765,20 | 10,50 | 25265,73 | 9,46 | 1,04 | 9,90% |
| 2 | 23975,70 | 9,00 | 24026,87 | 8,50 | 0,50 | 5,56% |
| 3 | 23033,20 | 8,00 | 23457,80 | 7,20 | 0,80 | 10,00% |
| 4 | 22478,30 | 8,19 | 22782,30 | 8,00 | 0,19 | 2,32% |
| 5 | 22304,20 | 8,19 | 22503,71 | 8,00 | 0,19 | 2,32% |
| 6 | 22622,40 | 9,00 | 22622,40 | 8,79 | 0,21 | 2,33% |
| 7 | 23172,00 | 11,90 | 23298,00 | 11,00 | 0,90 | 7,56% |
| 8 | 26097,80 | 19,00 | 26128,40 | 18,50 | 0,50 | 2,63% |
| 9 | 28748,80 | 21,25 | 28750,80 | 20,75 | 0,50 | 2,35% |
| 10 | 30663,60 | 25,68 | 30719,90 | 23,50 | 2,18 | 8,49% |
| 11 | 31840,90 | 23,69 | 31921,00 | 21,25 | 2,44 | 10,30% |
| 12 | 32212,90 | 21,00 | 32212,90 | 21,00 | 0,00 | 0,00% |
| 13 | 32442,70 | 20,69 | 32447,40 | 20,00 | 0,69 | 3,33% |
| 14 | 32111,50 | 20,00 | 32120,70 | 18,50 | 1,50 | 7,50% |
| 15 | 31277,10 | 18,50 | 31328,50 | 16,85 | 1,65 | 8,92% |
| 16 | 30606,00 | 15,50 | 30715,60 | 12,69 | 2,81 | 18,13% |
| 17 | 30190,10 | 15,00 | 30225,80 | 12,40 | 2,60 | 17,33% |
| 18 | 29831,60 | 15,69 | 29938,70 | 13,00 | 2,69 | 17,14% |
| 19 | 29126,60 | 16,69 | 29198,70 | 15,00 | 1,69 | 10,13% |
| 20 | 28880,00 | 19,01 | 28985,40 | 17,89 | 1,12 | 5,89% |
| 21 | 30069,70 | 25,01 | 30188,30 | 22,94 | 2,07 | 8,28% |
| 22 | 29709,10 | 31,49 | 29785,60 | 28,44 | 3,05 | 9,69% |
| 23 | 29517,50 | 27,86 | 29648,18 | 25,00 | 2,86 | 10,27% |
| 24 | 27653,00 | 20,00 | 27744,50 | 18,50 | 1,50 | 7,50% |
| Média | 28055,41 | 17,54 | 28167,38 | 16,13 | 1,40 | 7,83% |

Tabela A.2: Resultados para um aumento de 25% da PRE Fotovoltaica para o dia 11 de abril de 2016.

| Dia 11 de Abril de 2016 - Aumento de 25% da PRE Fotovoltaica | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| Hora | **Energia de Mercado (MWh)** | **Preço de Mercado (€/MWh)** | **Nova Energia de Mercado (MWh)** | **Novo Preço de Mercado (€/MWh)** | **Redução do Preço (€/MWh)** | **Redução do Preço (%)** |
| 1 | 24765,20 | 10,50 | 24765,20 | 10,50 | 0,00 | 0,00% |
| 2 | 23975,70 | 9,00 | 23975,70 | 9,00 | 0,00 | 0,00% |
| 3 | 23033,20 | 8,00 | 23033,20 | 8,00 | 0,00 | 0,00% |
| 4 | 22478,30 | 8,19 | 22478,30 | 8,19 | 0,00 | 0,00% |
| 5 | 22304,20 | 8,19 | 22304,20 | 8,19 | 0,00 | 0,00% |
| 6 | 22622,40 | 9,00 | 22622,40 | 9,00 | 0,00 | 0,00% |
| 7 | 23172,00 | 11,90 | 23172,00 | 11,90 | 0,00 | 0,00% |
| 8 | 26097,80 | 19,00 | 26099,70 | 18,69 | 0,31 | 1,63% |
| 9 | 28748,80 | 21,25 | 28748,80 | 21,25 | 0,00 | 0,00% |
| 10 | 30663,60 | 25,68 | 30669,70 | 25,01 | 0,67 | 2,61% |
| 11 | 31840,90 | 23,69 | 31840,90 | 23,69 | 0,00 | 0,00% |
| 12 | 32212,90 | 21,00 | 32212,90 | 21,00 | 0,00 | 0,00% |
| 13 | 32442,70 | 20,69 | 32442,70 | 20,69 | 0,00 | 0,00% |
| 14 | 32111,50 | 20,00 | 32111,50 | 20,00 | 0,00 | 0,00% |
| 15 | 31277,10 | 18,50 | 31277,10 | 18,50 | 0,00 | 0,00% |
| 16 | 30606,00 | 15,50 | 30606,00 | 15,50 | 0,00 | 0,00% |
| 17 | 30190,10 | 15,00 | 30190,10 | 15,00 | 0,00 | 0,00% |
| 18 | 29831,60 | 15,69 | 29831,60 | 15,69 | 0,00 | 0,00% |
| 19 | 29126,60 | 16,69 | 29126,60 | 16,69 | 0,00 | 0,00% |
| 20 | 28880,00 | 19,01 | 28880,00 | 19,01 | 0,00 | 0,00% |
| 21 | 30069,70 | 25,01 | 30069,70 | 25,01 | 0,00 | 0,00% |
| 22 | 29709,10 | 31,49 | 29709,10 | 31,49 | 0,00 | 0,00% |
| 23 | 29517,50 | 27,86 | 29517,50 | 27,86 | 0,00 | 0,00% |
| 24 | 27653,00 | 20,00 | 27653,00 | 20,00 | 0,00 | 0,00% |
| Média | 28055,41 | 17,54 | 28055,75 | 17,49 | 0,04 | 0,18% |

Tabela A.3: Resultados para um aumento de 25% da PRE Total para o dia 11 de abril de 2016.

| Dia 11 de Abril de 2016 - Aumento de 25% da PRE Total | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| Hora | **Energia de Mercado (MWh)** | **Preço de Mercado (€/MWh)** | **Nova Energia de Mercado (MWh)** | **Novo Preço de Mercado (€/MWh)** | **Redução do Preço (€/MWh)** | **Redução do Preço (%)** |
| 1 | 24765,20 | 10,50 | 25548,55 | 9,00 | 1,50 | 14,29% |
| 2 | 23975,70 | 9,00 | 24295,15 | 8,00 | 1,00 | 11,11% |
| 3 | 23033,20 | 8,00 | 23535,80 | 6,50 | 1,50 | 18,75% |
| 4 | 22478,30 | 8,19 | 23080,30 | 7,20 | 0,99 | 12,09% |
| 5 | 22304,20 | 8,19 | 22851,38 | 7,49 | 0,70 | 8,55% |
| 6 | 22622,40 | 9,00 | 22847,40 | 8,30 | 0,70 | 7,78% |
| 7 | 23172,00 | 11,90 | 23746,93 | 10,50 | 1,40 | 11,76% |
| 8 | 26097,80 | 19,00 | 26130,40 | 17,69 | 1,31 | 6,89% |
| 9 | 28748,80 | 21,25 | 28750,80 | 20,50 | 0,75 | 3,53% |
| 10 | 30663,60 | 25,68 | 30825,70 | 21,00 | 4,68 | 18,22% |
| 11 | 31840,90 | 23,69 | 31927,70 | 20,60 | 3,09 | 13,04% |
| 12 | 32212,90 | 21,00 | 32222,20 | 20,00 | 1,00 | 4,76% |
| 13 | 32442,70 | 20,69 | 32456,40 | 18,69 | 2,00 | 9,67% |
| 14 | 32111,50 | 20,00 | 32126,50 | 17,69 | 2,31 | 11,55% |
| 15 | 31277,10 | 18,50 | 31397,40 | 15,00 | 3,50 | 18,92% |
| 16 | 30606,00 | 15,50 | 30884,79 | 11,20 | 4,30 | 27,74% |
| 17 | 30190,10 | 15,00 | 30403,80 | 11,00 | 4,00 | 26,67% |
| 18 | 29831,60 | 15,69 | 29992,35 | 12,13 | 3,56 | 22,69% |
| 19 | 29126,60 | 16,69 | 29240,60 | 12,60 | 4,09 | 24,51% |
| 20 | 28880,00 | 19,01 | 29117,40 | 15,69 | 3,32 | 17,46% |
| 21 | 30069,70 | 25,01 | 30333,40 | 21,00 | 4,01 | 16,03% |
| 22 | 29709,10 | 31,49 | 29930,40 | 25,68 | 5,81 | 18,45% |
| 23 | 29517,50 | 27,86 | 29885,40 | 23,03 | 4,83 | 17,34% |
| 24 | 27653,00 | 20,00 | 27773,10 | 17,69 | 2,31 | 11,55% |
| Média | 28055,41 | 17,54 | 28304,33 | 14,92 | 2,61 | 14,72% |

Tabela A.4: Resultados para uma diminuição de 25% da PRE Hídrica + Fios-de-Água para o dia 10 de junho de 2016.

| Dia 10 de Junho de 2016 - Diminuição de 25% da PRE Hídrica + Fios-de-Água | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| Hora | **Energia de Mercado (MWh)** | **Preço de Mercado (€/MWh)** | **Nova Energia de Mercado (MWh)** | **Novo Preço de Mercado (€/MWh)** | **Aumento do Preço (€/MWh)** | **Aumento do Preço (%)** |
| 1 | 6047,70 | 33,59 | 5923,40 | 33,69 | 0,10 | 0,30% |
| 2 | 22147,30 | 43,03 | 22059,00 | 44,50 | 1,47 | 3,30% |
| 3 | 20786,10 | 39,00 | 20737,20 | 39,98 | 0,98 | 2,45% |
| 4 | 19980,80 | 36,20 | 19980,80 | 36,20 | 0,00 | 0,00% |
| 5 | 19927,30 | 35,41 | 19926,30 | 36,20 | 0,79 | 2,18% |
| 6 | 19944,60 | 34,30 | 19903,50 | 35,69 | 1,39 | 3,89% |
| 7 | 21163,40 | 40,00 | 21163,40 | 40,00 | 0,00 | 0,00% |
| 8 | 4920,10 | 33,49 | 4743,80 | 33,69 | 0,20 | 0,59% |
| 9 | 4993,40 | 33,59 | 4813,00 | 33,69 | 0,10 | 0,30% |
| 10 | 5402,60 | 33,44 | 5150,73 | 33,69 | 0,25 | 0,74% |
| 11 | 5580,20 | 33,59 | 5367,40 | 40,69 | 7,10 | 17,45% |
| 12 | 5681,00 | 35,69 | 5680,00 | 44,31 | 8,62 | 19,45% |
| 13 | 5912,50 | 33,69 | 5855,10 | 41,69 | 8,00 | 19,19% |
| 14 | 5974,40 | 40,69 | 5959,10 | 44,69 | 4,00 | 8,95% |
| 15 | 29442,30 | 36,20 | 29442,30 | 36,20 | 0,00 | 0,00% |
| 16 | 5781,10 | 33,69 | 5721,50 | 41,29 | 7,60 | 18,41% |
| 17 | 5849,50 | 33,59 | 5675,20 | 35,69 | 2,10 | 5,88% |
| 18 | 5663,90 | 35,50 | 5648,60 | 41,69 | 6,19 | 14,85% |
| 19 | 5743,00 | 33,69 | 5709,10 | 41,69 | 8,00 | 19,19% |
| 20 | 5798,80 | 33,69 | 5761,50 | 40,69 | 7,00 | 17,20% |
| 21 | 5860,90 | 35,50 | 5855,70 | 41,69 | 6,19 | 14,85% |
| 22 | 5946,70 | 39,69 | 5941,60 | 41,79 | 2,10 | 5,03% |
| 23 | 6051,60 | 41,69 | 6051,60 | 41,69 | 0,00 | 0,00% |
| 24 | 25216,90 | 36,90 | 25216,90 | 36,90 | 0,00 | 0,00% |
| Média | 11242,34 | 36,08 | 11178,61 | 39,08 | 3,01 | 7,26% |

Tabela A.5: Resultados para uma diminuição de 25% da PRE Eólica de 2016.

| Dia 10 de Junho de 2016 - Diminuição de 25% da PRE Eólica | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| Hora | **Energia de Mercado (MWh)** | **Preço de Mercado (€/MWh)** | **Nova Energia de Mercado (MWh)** | **Novo Preço de Mercado (€/MWh)** | **Aumento do Preço (€/MWh)** | **Aumento do Preço (%)** |
| 1 | 6047,70 | 33,59 | 5923,40 | 33,71 | 0,12 | 0,36% |
| 2 | 22147,30 | 43,03 | 21998,50 | 45,00 | 1,97 | 4,38% |
| 3 | 20786,10 | 39,00 | 20737,20 | 40,00 | 1,00 | 2,50% |
| 4 | 19980,80 | 36,20 | 19980,80 | 36,20 | 0,00 | 0,00% |
| 5 | 19927,30 | 35,41 | 19926,30 | 36,52 | 1,11 | 3,04% |
| 6 | 19944,60 | 34,30 | 19902,50 | 36,52 | 2,22 | 6,08% |
| 7 | 21163,40 | 40,00 | 21109,50 | 40,77 | 0,77 | 1,89% |
| 8 | 4920,10 | 33,49 | 4628,80 | 33,71 | 0,22 | 0,65% |
| 9 | 4993,40 | 33,59 | 4813,00 | 33,71 | 0,12 | 0,36% |
| 10 | 5402,60 | 33,44 | 5055,10 | 35,69 | 2,25 | 6,30% |
| 11 | 5580,20 | 33,59 | 5367,40 | 39,69 | 6,10 | 15,37% |
| 12 | 5681,00 | 35,69 | 5680,00 | 42,29 | 6,60 | 15,61% |
| 13 | 5912,50 | 33,69 | 5855,10 | 41,69 | 8,00 | 19,19% |
| 14 | 5974,40 | 40,69 | 5959,10 | 45,00 | 4,31 | 9,58% |
| 15 | 29442,30 | 36,20 | 29442,30 | 36,20 | 0,00 | 0,00% |
| 16 | 5781,10 | 33,69 | 5721,50 | 45,00 | 11,31 | 25,13% |
| 17 | 5849,50 | 33,59 | 5660,60 | 44,69 | 11,10 | 24,84% |
| 18 | 5663,90 | 35,50 | 5648,60 | 45,69 | 10,19 | 22,30% |
| 19 | 5743,00 | 33,69 | 5708,10 | 45,69 | 12,00 | 26,26% |
| 20 | 5798,80 | 33,69 | 5760,50 | 45,00 | 11,31 | 25,13% |
| 21 | 5860,90 | 35,50 | 5853,70 | 45,00 | 9,50 | 21,11% |
| 22 | 5946,70 | 39,69 | 5939,60 | 45,69 | 6,00 | 13,13% |
| 23 | 6051,60 | 41,69 | 6044,60 | 45,69 | 4,00 | 8,75% |
| 24 | 25216,90 | 36,90 | 25216,90 | 36,90 | 0,00 | 0,00% |
| Média | 11242,34 | 36,08 | 11163,88 | 40,67 | 4,59 | 10,50% |

Tabela A.6: Resultados para uma diminuição de 25% da PRE Fotovoltaica para o dia 10 de junho de 2016.

| Dia 10 de Junho de 2016 - Diminuição de 25% da PRE Fotovoltaica | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| Hora | **Energia de Mercado (MWh)** | **Preço de Mercado (€/MWh)** | **Nova Energia de Mercado (MWh)** | **Novo Preço de Mercado (€/MWh)** | **Aumento do Preço (€/MWh)** | **Aumento do Preço (%)** |
| 1 | 6047,70 | 33,59 | 6047,70 | 33,59 | 0,00 | 0,00% |
| 2 | 22147,30 | 43,03 | 22147,30 | 43,03 | 0,00 | 0,00% |
| 3 | 20786,10 | 39,00 | 20786,10 | 39,00 | 0,00 | 0,00% |
| 4 | 19980,80 | 36,20 | 19980,80 | 36,20 | 0,00 | 0,00% |
| 5 | 19927,30 | 35,41 | 19927,30 | 35,41 | 0,00 | 0,00% |
| 6 | 19944,60 | 34,30 | 19944,60 | 34,30 | 0,00 | 0,00% |
| 7 | 21163,40 | 40,00 | 21163,40 | 40,00 | 0,00 | 0,00% |
| 8 | 4920,10 | 33,49 | 4898,49 | 33,49 | 0,00 | 0,00% |
| 9 | 4993,40 | 33,59 | 4954,14 | 33,59 | 0,00 | 0,00% |
| 10 | 5402,60 | 33,44 | 5341,81 | 33,49 | 0,05 | 0,15% |
| 11 | 5580,20 | 33,59 | 5502,52 | 33,69 | 0,10 | 0,30% |
| 12 | 5681,00 | 35,69 | 5680,00 | 40,69 | 5,00 | 12,29% |
| 13 | 5912,50 | 33,69 | 5865,90 | 35,69 | 2,00 | 5,60% |
| 14 | 5974,40 | 40,69 | 5974,40 | 40,69 | 0,00 | 0,00% |
| 15 | 29442,30 | 36,20 | 29442,30 | 36,20 | 0,00 | 0,00% |
| 16 | 5781,10 | 33,69 | 5741,30 | 35,50 | 1,81 | 5,10% |
| 17 | 5849,50 | 33,59 | 5809,50 | 33,59 | 0,00 | 0,00% |
| 18 | 5663,90 | 35,50 | 5663,90 | 35,50 | 0,00 | 0,00% |
| 19 | 5743,00 | 33,69 | 5731,52 | 33,69 | 0,00 | 0,00% |
| 20 | 5798,80 | 33,69 | 5796,64 | 33,69 | 0,00 | 0,00% |
| 21 | 5860,90 | 35,50 | 5860,90 | 35,50 | 0,00 | 0,00% |
| 22 | 5946,70 | 39,69 | 5946,70 | 39,69 | 0,00 | 0,00% |
| 23 | 6051,60 | 41,69 | 6051,60 | 41,69 | 0,00 | 0,00% |
| 24 | 25216,90 | 36,90 | 25216,90 | 36,90 | 0,00 | 0,00% |
| Média | 11242,34 | 36,08 | 11228,15 | 36,45 | 0,37 | 0,98% |

Tabela A.7: Resultados para uma diminuição de 25% da PRE Total para o dia 10 de junho de 2016.

| Dia 10 de Junho de 2016 - Diminuição de 25% da PRE Total | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| Hora | **Energia de Mercado (MWh)** | **Preço de Mercado (€/MWh)** | **Nova Energia de Mercado (MWh)** | **Novo Preço de Mercado (€/MWh)** | **Variação do Preço (€/MWh)** | **Variação do Preço (%)** |
| 1 | 6047,70 | 33,59 | 5921,40 | 35,69 | 2,10 | 5,88% |
| 2 | 22147,30 | 43,03 | 21998,50 | 45,00 | 1,97 | 4,38% |
| 3 | 20786,10 | 39,00 | 20737,20 | 40,51 | 1,51 | 3,73% |
| 4 | 19980,80 | 36,20 | 19960,90 | 38,66 | 2,46 | 6,36% |
| 5 | 19927,30 | 35,41 | 19926,30 | 36,90 | 1,49 | 4,04% |
| 6 | 19944,60 | 34,30 | 19902,50 | 36,75 | 2,45 | 6,67% |
| 7 | 21163,40 | 40,00 | 21109,50 | 41,00 | 1,00 | 2,44% |
| 8 | 4920,10 | 33,49 | 4621,11 | 33,79 | 0,30 | 0,89% |
| 9 | 4993,40 | 33,59 | 4801,90 | 40,69 | 7,10 | 17,45% |
| 10 | 5402,60 | 33,44 | 5034,50 | 42,74 | 9,30 | 21,76% |
| 11 | 5580,20 | 33,59 | 5367,40 | 45,00 | 11,41 | 25,36% |
| 12 | 5681,00 | 35,69 | 5669,80 | 45,69 | 10,00 | 21,89% |
| 13 | 5912,50 | 33,69 | 5845,30 | 45,69 | 12,00 | 26,26% |
| 14 | 5974,40 | 40,69 | 5959,10 | 47,69 | 7,00 | 14,68% |
| 15 | 29442,30 | 36,20 | 29442,30 | 36,20 | 0,00 | 0,00% |
| 16 | 5781,10 | 33,69 | 5721,50 | 45,69 | 12,00 | 26,26% |
| 17 | 5849,50 | 33,59 | 5660,60 | 45,69 | 12,10 | 26,48% |
| 18 | 5663,90 | 35,50 | 5648,60 | 47,00 | 11,50 | 24,47% |
| 19 | 5743,00 | 33,69 | 5707,10 | 47,00 | 13,31 | 28,32% |
| 20 | 5798,80 | 33,69 | 5760,50 | 45,69 | 12,00 | 26,26% |
| 21 | 5860,90 | 35,50 | 5853,70 | 45,69 | 10,19 | 22,30% |
| 22 | 5946,70 | 39,69 | 5939,60 | 46,69 | 7,00 | 14,99% |
| 23 | 6051,60 | 41,69 | 6042,60 | 47,00 | 5,31 | 11,30% |
| 24 | 25216,90 | 36,90 | 25216,90 | 36,90 | 0,00 | 0,00% |
| Média | 11242,34 | 36,08 | 11160,37 | 42,47 | 6,40 | 14,26% |

# Referências


[1] J.L. P. Pereira da Silva, M. T.Ponce de Leão, e J. P. Tomé Saraiva. *Mercados de Electricidade - Regulação e Tarifação de Uso das Redes*. FEUP Edições.

[2] J.P.S Paiva. *Redes de energia eléctrica: Uma Ánalise Sistemática*. IST Press, 2005.

[3] NordPool Website. Avout Us. Disponível em http://www.nordpoolspot.com/About-us/. Último acesso em 22/03/2017.

[4] Euro-Lex Website. Diretiva 2009/72/CE. Disponível em http://eur-lex.europa.eu/legal-content/PT/TXT/?uri=CELEX:32009L0072. Último acesso em 17/05/2017.

[5] Tiago Vieira. Avaliação do impacto do aumento da produção em regime especial nos preços do mibel, Julho 2016. Tese de Mestrado, Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto.

[6] Jorge Corujas. Análise dos resultados do mercado ibérico de eletriciade no ano de 2014 e no primeiro semestre de 2015, Fevereiro 2016. Tese de Mestrado, Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto.

[7] Pedro Pereira Sarmento. Análise dos resultados do mercado ibérico de eletriciade no ano de 2013 e no primeiro semestre de 2014, Fevereiro 2015. Tese de Mestrado, Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto.

[8] Pedro Daniel Gomes. Simulação de um pool simétrico com validação do despacho provisório e apresentação de medidas corretivas baseadas num despacho Ótimo, Novembro 2012. Tese de Mestrado, Istituto Superior de Engenharia do Porto.

[9] Maria Fok. Análise dos resultados do mercado ibérico de eletriciade no ano de 2015, Julho 2016. Tese de Mestrado, Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto.

[10] ERSE. Descrição do Funcionamento do MIBEL. Novembro de 2009.

[11] M.N.Ferraz Mendonça. A história da eletricidade no século xviii e o ensino da física. 2007. Faculdade de Ciências e Tecnologia da Universidade de Coimbra.

[12] Casa da Ínsua. Os primórdios da eletricidade. Disponível em https://www.casadainsua.pt/UPLOADS/HISTORIA/MEMORIAS%20DA%20CASA/Primordios_electricidade.pdf. Último acesso em 22/03/2017.

[13] M.N.Ferraz Mendonça. Subsídios para a história da eletrificação portuguesa. in a industria portuense em perspetiva histórica. Faculdade de Letras da Universidade do Porto. 1998.

[14] EDP Website. Sistema elétrico Português. Disponível em http://www.edp.pt/pt/aedp/sectordeenergia/sistemaelectricoportugues/Pages/SistElectNacional.aspx Último acesso em 08/03/2017.

[15] EDP Website. Organização do Mercado. Disponível em https://www.edpsu.pt/pt/CUR/Pages/organizacaoDoMercado.aspx Último acesso em 17/05/2017.

[16] EDP Website. O setor elétrico. Disponível em https://www.ren.pt/pt-PT/o_que_fazemos/eletricidade/o_setor_eletrico/#2. Último acesso em 09/03/2017.

[17] EDP Website. Comercializadores de Último Recurso. Disponível em https://www.edpsu.pt/pt/CUR/Pages/ComercializadordeUltimoRecurso.aspx. Último acesso em 09/03/2017.

[18] EDP Website. Adiamento da extinção do período das Tarifas Transitórias. Disponível em http://www.edpsu.pt/pt/destaques/Pages/Adiamentoextincaotarifas.aspx. Último acesso em 09/03/2017.

[19] Energia y sociedad Website. Historia de la eletrcidad en España. Disponível em http://www.energiaysociedad.es/manenergia/1-2-historia-de-la-electricidad-en-espana/ Último acesso em 23/06/2017.

[20] Unesa Website. Regulación del sector eléctrico. Disponível em http://www.unesa.es/sector-electrico/la-regulacion-electrica-en-espana-y-europa Último acesso em 14/03/2017.

[21] EDP Website. Regulación del sector eléctrico. Disponível em http://www.edp.pt/pt/aedp/sectordeenergia/sistemaelectricoespanhol/Pages/SistElectES.aspx. Último acesso em 13/03/2017.

[22] MIBEL Website. Red Eléctrica españha. Disponível em http://www.mibel.com/index.php?mod=pags&mem=detalle&relmenu=41&relcategoria=101&idpag=29&lang=pt. Último acesso em 14/03/2017.

[23] Pedro Gonçalves. Análise estatística dos resultados do mercado ibérico de eletricidade no ano de 2011, Junho 2012. Tese de Mestrado,Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto.

[24] J. Tomé Saraiva. O setor elétrico em espanhal. Conteúdos da U.C. de Mercados e Qualdiade, disponível em https://sigarra.up.pt/feup/pt/conteudos_geral.ver?pct_pag_id=249640&pct_parametros=pv_ocorrencia_id=365668.Último acesso em 22/06/2017.

[25] ERSE Website. Construção e Desenvolvimento do MIBEL. Disponível em http://www.erse.pt/pt/mibel/construcaoedesenvolvimento/Paginas/default.aspx. Último acesso em 15/03/2017.

[26] Mibel Website. Construção e Desenvolvimento do MIBEL. Disponível em http://www.mibel.com/index.php?mod=pags&mem=detalle&relmenu=37&relcategoria=1027&idpag=68. Último acesso em 15/03/2017.

[27] ERSE Website. Protocolo de Colaboração entre as Adminsitrações de PT e ES para a criação do MIBEL. Disponível em http://www.erse.pt/pt/mibel/construcaoedesenvolvimento/Documents/ProtocolodeCoopera%C3%A7%C3%A3o.pdf. Último acesso em 15/03/2017.

[28] ERSE Website. Modelo de Organização do Mercado Ibérico de Eletricidade. Disponível em http://www.erse.pt/pt/mibel/construcaoedesenvolvimento/Documents/ProtocolodeCoopera%C3%A7%C3%A3o.pdf. Último acesso em 15/03/2017.

[29] Mibel Website. MIBEL. Disponível em http://www.erse.pt/pt/mibel/construcaoedesenvolvimento/Documents/ProtocolodeCoopera%C3%A7%C3%A3o.pdf. Último acesso em 15/03/2017.

[30] Luís Braga Cruz. A liberalização do sector da energia, o MIBEL e o OMIP. 28 de janeiro de 2008.

[31] ERSEWebsite. Contratação. Disponível em http://www.erse.pt/pt/supervisaodemercados/mercadodeelectricidade/contratacao/Paginas/default.aspx Último acesso em 16/03/2017.

[32] OMIP Website. OMIP. Disponível em http://www.omip.pt/OMIP/Perfil/tabid/63/language/pt-PT/Default.aspx. Último acesso em 16/03/2017.

[33] OMIP Website. OMIClear. Disponível em http://www.omip.pt/OMIP/OMIClear/tabid/70/language/pt-PT/Default.aspx.. Último acesso em 16/03/2017.

[34] OMIP Website. OMIP, Modelo de Mercado. Disponível em http://www.omip.pt/MarketInfo/ModelodeMercado/tabid/75/language/pt-PT/Default.aspx. Último acesso em 16/03/2017.

[35] ERSE Website. Mercado a Prazo. Disponível em http://www.erse.pt/pt/supervisaodemercados/mercadodeelectricidade/mercadoaprazo/Paginas/default.aspx. Último acesso em 16/03/2017.

[36] OMIP Website. OMIP,"OMIE". Disponível em http://www.omip.pt/OMIP/OMIE/tabid/71/language/pt-PT/Default.aspx. Último acesso em 17/03/2017.

[37] MIBEL Website. Operadores de Mercado. Disponível em http://www.erse.pt/pt/supervisaodemercados/mercadodeelectricidade/mercadodiario/Paginas/default.aspx Último acesso em 17/03/2017.

[38] ERSE Website. Mercado Diário. Disponível em http://www.mibel.com/index.php?mod=pags&mem=detalle&relmenu=40&relcategoria=101&idpag=28.. Último acesso em 17/03/2017.

[39] OMIE Website. Mercado Diário. Disponível em http://www.omie.es/pt/principal/mercados-e-produtos/mercado-da-electricidade/os-nossos-mercados-de-eletricidade/mercado-di. Último acesso em 18/03/2017.

[40] OMIE Website. OMIE. Disponível em http://www.omie.es/files/flash/ResultadosMercado.swf Último acesso em 31/03/2017.

[41] João Sousa. Os serviços de sistema no mibel - regras de fornecimento e de contratação e resultados obtidos de 2010 a 2012, Junho 2013. Tese de Mestrado, Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto.

[42] OMIE Website. Mercado Intradiário. Disponível em http://www.omie.es/pt/principal/mercados-e-produtos/mercado-da-electricidade/os-nossos-mercados-de-eletricidade/mercado-in. Último acesso em 18/03/2017.

[43] Comisión Nacional de Energia. Modelo de Organização do MIBEL. Março de 2002.

[44] REN. Capacidades Indicativas de Interligação para Fins Comerciais para o Ano de 2016.

[45] ERSE. Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos. "Manual de Procedimentos do Gestor do Sistema". Março de 2009.

[46] EDP Website. Regime Especial. Disponível em http://www.edpdistribuicao.pt/pt/produtores/producaoEnergia/legislacao/ProducaoRegimeEspecial/Pages/RegimeEspecial.aspx. Último acesso em 20/03/2017.

[47] ERSE Website. Produção em Regime Especial. Disponível em http://www.erse.pt/pt/desempenhoambiental/rotulagemenergetica/pre/Paginas/default.aspx. Último acesso em 20/03/2017.

[48] ERSE Website. PRE - Produção em Regime Especial. Disponível em http://www.erse.pt/pt/desempenhoambiental/prodregesp/Paginas/default.aspx. Último acesso em 20/03/2017.

[49] ERSE Website. Tarifas e Preços. Disponível em http://www.erse.pt/pt/electricidade/tarifaseprecos/Paginas/default.aspx. Último acesso em 21/03/2017.

[50] REN Website. Centro de Informação REN. Disponível em http://www.centrodeinformacao.ren.pt/PT/InformacaoExploracao/Paginas/EstatisticaDiariaDiagrama.aspxx Último acesso em 23/06/2017.