

Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto



**Avaliação do Impacto do Aumento da Produção
em Regime Especial nos Preços do MIBEL**

Tiago Manuel Martins Vieira

VERSÃO FINAL

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

Orientador: Professor Doutor João Tomé Saraiva (FEUP)
Co-orientador: Eng. José Carlos Sousa (EDP Produção)
Co-orientador: Eng. Virgílio Mendes (EDP Produção)

Julho de 2016

Resumo

O setor elétrico tem vindo a sofrer várias alterações nas últimas décadas, de entre as quais a criação de mercados regionais a nível Europeu, no qual se insere o Mercado Ibérico de Eletricidade constituído pela Portugal e Espanha.

A adoção de novas políticas energéticas para aumentar a produção de energia elétrica a partir de fontes renováveis ou endógenas originou o conceito de Produção em Regime Especial, composta pela cogeração, produção elétrica a partir da utilização de fontes de energia renováveis e por pequenos aproveitamentos hídricos até 10 MVA.

Ao nível de Portugal, a Produção em Regime Especial em 2015 correspondeu a 38,49 % da produção total. Deste modo revela-se importante o estudo do impacto deste tipo de produção de energia elétrica no mercado. A Produção em Regime Especial é remunerada através de tarifas *feed-in*, ou seja, a preços fixados a nível governamental e tem prioridade no despacho, o que significa que ao entrar em mercado a preço nulo provoca uma diminuição do preço de mercado pago aos restantes agentes produtores.

A presente dissertação tem como objetivo estudar o Impacto da Produção em Regime Especial nos preços do Mercado Ibérico de Eletricidade no ano de 2015, para tal foram analisados os preços horários e a influência da Produção em Regime Especial Eólica, Fotovoltaica, Térmica, de Portugal, do MIBEL e de Portugal adicionada da produção por fios-de-água.

Palavras-chave: Produção em Regime Especial; Mercados de Eletricidade; Preços de Mercado; MIBEL; PRE.

Abstract

The electricity sector has undergone several changes in recent decades, among which the creation of regional markets at the European level, which incorporates the Iberian Electricity Market encompassing Portugal and Spain.

The adoption of new energy policies to increase the production of electricity from renewable or endogenous sources originated the concept of Special Regime Production, consisting of cogeneration, electricity production from renewable energy sources and small hydro up 10 MVA.

In Portugal, the Special Regime Generation in 2015 accounted for 38.49% of the total production. This means, it is to be important to study the impact of this type of electricity production in the market. The Special Regime Generation is paid through feed-in tariffs, ie, at prices fixed at the government level and it also has priority in the dispatch, which means that when entering the market at zero price it causes a decrease in the market price paid to other generation agents.

The present dissertation aims to study the Impact of Special Regime Generation in Electricity Iberian market prices in 2015, for such there have been analyzed hourly prices and the influence of Special Regime Generation Wind, Photovoltaic, Thermal, Portugal, MIBEL and Portugal added with run-of-river production.

Keyword: *Special Regime Generation; Iberian Electricity Market; Market Prices; MIBEL; PRE.*

Agradecimentos

Gostaria de começar por agradecer ao Prof. Dr. João Tomé Saraiva pela sua disponibilidade, orientação, cooperação, conselhos transmitidos e apoio constante, tornando possível a realização deste trabalho.

À EDP Produção, em particular aos Engenheiros Vergílio Medes e José Carlos Sousa pela disponibilidade, conselhos e apoio prestado no trabalho.

Por último, um especial agradecimento aos meus pais, irmão, restantes familiares e amigos por todo o apoio ao longo do tempo.

Índice

Resumo	iii
Abstract.....	v
Agradecimentos	vii
Índice.....	ix
Lista de figuras	xi
Lista de tabelas	xv
Abreviaturas e Símbolos	xvii
Capítulo 1	1
Introdução.....	1
1.1 - Enquadramento	1
1.2 - Objetivos	1
1.3 - Estrutura do documento	2
Capítulo 2	3
Mercados de Eletricidade.....	3
2.1 - O Sistema Elétrico No Passado e Razões Para a Mudança	3
2.2 - Tipos de mercado e novos modelos.....	7
2.2.1 - O Modelo Desagregado	7
2.2.2 - O Modelo em <i>Pool</i> Simétrico	9
2.2.3 - O Modelo em <i>Pool</i> Assimétrico.....	11
2.2.4 - Contratos Bilaterais.....	12
2.2.5 - Modelos Mistos.....	14
2.2.6 - Serviços de Sistema	16
2.2.7 - Mercados Intradiários e Mercados de Reserva	17
2.3 - Exemplo de implementação	17
2.3.1 - Estrutura do <i>NordPool</i>	17
2.3.2 - Organização do <i>NordPool</i>	18
2.4 - Diretivas Europeias	20
Capítulo 3	23
Mercado Ibérico de Eletricidade	23

3.1 - Setor Elétrico em Portugal	23
3.1.1 - Aspetos gerais	23
3.1.2 - Organização do Setor Elétrico em Portugal	24
3.2 - Setor Elétrico em Espanha	27
3.2.1 - Aspetos gerais	27
3.2.2 - Organização do Setor Elétrico em Espanha	28
3.3 - MIBEL - Mercado Ibérico de Eletricidade	31
3.3.1 - Percurso para o MIBEL	31
3.3.2 - Organização e Estrutura do MIBEL	33
3.3.3 - OMIP	34
3.3.4 - OMIE	35
3.3.5 - Mercado de Serviços de Sistema	40
3.4 - Produção em Regime Especial no Sistema Elétrico Português	41
3.4.1 - Evolução da PRE	41
3.4.2 - Tarifas do SEN	44
Capítulo 4	47
Metodologia Implementada	47
4.1 - Descrição da Metodologia Implementada	47
4.2 - Exemplificação: Hora 1 do dia 1 de março de 2015	52
4.3 - Exemplificação: Dia 1 de março de 2015	54
Capítulo 5	59
Resultados Obtidos	59
5.1 - Introdução	59
5.2 - Impacto da PRE no preço do MIBEL nos dias 3 de fevereiro e 24 de junho	60
5.3 - Impacto da PRE no preço do MIBEL por mês	62
5.3.1 - Janeiro	63
5.3.2 - Fevereiro	66
5.3.3 - Março	69
5.3.4 - Abril	72
5.3.5 - Maio	75
5.3.6 - Junho	78
5.3.7 - Julho	81
5.3.8 - Agosto	84
5.3.9 - Setembro	87
5.3.10 - Outubro	90
5.3.11 - Novembro	93
5.3.12 - Dezembro	96
5.4 - Reflexão sobre o Impacto da PRE nos preços do MIBEL	99
5.5 - Impacto do aumento da PRE nos preços do MIBEL	109
Capítulo 6	113
Conclusão	113
6.1 - Conclusões	113
Referências	115

Lista de figuras

Figura 2.1 - Estrutura verticalmente integrada do setor energético [2].	4
Figura 2.2 - Evolução cronológica do setor de eletricidade em Portugal [4].	6
Figura 2.3 - Modelo desagregado do setor elétrico [2].	7
Figura 2.4 - <i>Pool</i> Simétrico [2].	9
Figura 2.5 - Funcionamento ideal do <i>Pool</i> Simétrico [2].	11
Figura 2.6 - Funcionamento do <i>Pool</i> Assimétrico [2].	12
Figura 2.7 - Representação gráfica de um contrato as diferenças [2].	14
Figura 2.8 - Estrutura do modelo misto de exploração do sector elétrico [2].	15
Figura 2.9 - Estrutura do <i>NordPool</i> [10].	18
Figura 2.10 - Distribuição (em percentagem) do capital da empresa gestora do <i>NordPool</i> [11].	18
Figura 2.11 - Preço marginal da hora 5 do dia 16 de Março de 2016 [12].	19
Figura 2.12 - Preço marginal da hora 18 do dia 16 de Março de 2016 [12].	20
Figura 3.1 - Constituição do Sistema Elétrico Nacional em 1995 [15].	24
Figura 3.2 - Organização geral do SEM resultante do Decreto-Lei nº29/2006 [16].	25
Figura 3.3 - Organização do Sistema Elétrico Espanhol [27].	30
Figura 3.4 - Esquema organizativo do operador do MIBEL [35].	34
Figura 3.5 - Evolução da capacidade de interligação entre Portugal e Espanha [40].	36
Figura 3.6 - Esquema ilustrativo do mecanismo de <i>market splitting</i> [37].	37
Figura 3.7 - Resultado do mercado diário para a hora 7 do dia 18 de Março de 2016 [39]. ...	38
Figura 3.8 - Horário de operação das sessões do mercado intradiário [41].	39

Figura 3.9 - Cronologia do planeamento da Operação no MIBEL [27].	41
Figura 3.10 - Evolução da energia anual entregue à rede por tecnologia [43].	42
Figura 3.11 - Contribuição anual da PRE para a satisfação do consumo (%) e entregas anuais à rede (TWh) [43].	43
Figura 3.12 - Custo Médio Anual e preço de referência do mercado regulado (€/MWh) [43].	43
Figura 3.13 - Custo médio por tecnologia em 2013 e 2014 (€/MWh) [43].	44
Figura 3.14 - Esquema do sistema tarifário [45].	45
Figura 4.1 - Excerto do ficheiro relativo à hora 1 do dia 1 de janeiro de 2015.	48
Figura 4.2 - Excerto do ficheiro fornecido pela EDP Produção com as diversas tecnologias relativo ao dia 1 de janeiro de 2015.	49
Figura 4.3 - Fluxograma representativo do processo executado.	51
Figura 4.4 - Diagrama de Consumo Total para o dia 1 de março de 2015.	52
Figura 4.5 - Excerto do ficheiro com os resultados obtidos para o dia 1 de março de 2015.	54
Figura 4.6 - Variação ao longo do dia 1 de março dos valores de preço iniciais e sem PRE Eólica.	55
Figura 4.7 - Variação ao longo do dia 1 de março dos valores de preço iniciais e sem PRE Fotovoltaica.	55
Figura 4.8 - Variação ao longo do dia 1 de março dos valores de preço iniciais e sem PRE Térmica.	56
Figura 4.9 - Variação ao longo do dia 1 de março dos valores de preço iniciais e sem PRE Portugal.	56
Figura 4.10 - Variação ao longo do dia 1 de março dos valores de preço iniciais e sem PRE MIBEL.	56
Figura 4.11 - Variação ao longo do dia 1 de março dos valores de preço iniciais e sem PRE Portugal + r.o.r.	57
Figura 5.1 - Preços médios mensais para janeiro.	65
Figura 5.2 - Preços médios mensais para fevereiro.	68
Figura 5.3 - Preços médios mensais para março.	71
Figura 5.4 - Preços médios mensais para abril.	74
Figura 5.5 - Preços médios mensais para maio.	77
Figura 5.6 - Preços médios mensais para junho.	80
Figura 5.7 - Preços médios mensais para julho.	83
Figura 5.8 - Preços médios mensais para agosto.	86

Figura 5.9 - Preços médios mensais para setembro.....	89
Figura 5.10 - Preços médios mensais para outubro.	92
Figura 5.11 - Preços médios mensais para novembro.	95
Figura 5.12 - Preços médios mensais para dezembro.	98
Figura 5.13 - Preços médios mensais por tecnologia para o ano de 2015.....	101
Figura 5.14 - Preços médios mensais para o polo português.	103
Figura 5.15 - Preços médios mensais para o caso sem PRE Eólica.	103
Figura 5.16 - Preços médios mensais para o caso sem PRE Fotovoltaica.	103
Figura 5.17 - Preços médios mensais para o caso sem PRE Térmica.....	104
Figura 5.18 - Preços médios mensais para o caso sem PRE de Portugal.	104
Figura 5.19 - Preços médios mensais para o caso sem PRE MIBEL.....	104
Figura 5.20 - Preços médios mensais para o caso sem PRE Portugal + fios-de-água.....	105
Figura 5.21 - Variação do preço médios mensais e da PRE mensal.	108
Figura 5.22 - Impacto da Produção em Regime Especial na fatura de eletricidade [47].....	110

Lista de tabelas

Tabela 4.1 – Valores de energia e de preço de mercado para a hora 1 do dia 1 de março de 2015.....	52
Tabela 4.2 – Valores de energia e de preço de mercado sem a presença de PRE Eólica para a hora 1 do dia 1 de março de 2015.	53
Tabela 4.3 – Valores de energia e de preço de mercado sem a presença de PRE Fotovoltaica para a hora 1 do dia 1 de março de 2015.	53
Tabela 4.4 – Valores de energia e de preço de mercado sem a presença de PRE Térmica para a hora 1 do dia 1 de março de 2015.	53
Tabela 4.5 – Valores de energia e de preço de mercado sem a presença de PRE Térmica para a hora 1 do dia 1 de março de 2015.	53
Tabela 4.6 – Valores de energia e de preço de mercado sem a presença de PRE MIBEL para a hora 1 do dia 1 de março de 2015.	54
Tabela 4.7 – Valores de energia e de preço de mercado sem a presença de PRE Portugal + r.o.r para a hora 1 do dia 1 de março de 2015.	54
Tabela 5.1 – Valores de Produção em Regime Especial por mês em %.	60
Tabela 5.2 – Valores de PRE Eólica, preço mercado, preço sem PRE Eólica e variação de preço.	60
Tabela 5.3 – Valores de PRE Fotovoltaica, preço mercado, preço sem PRE Fotovoltaica e variação de preço.	61
Tabela 5.4 – Valores de PRE Térmica, preço mercado, preço sem PRE Térmica e variação de preço.	61
Tabela 5.5 – Valores de PRE Portugal, preço mercado, preço sem PRE Portugal e variação de preço.	61
Tabela 5.6 – Valores de PRE MIBEL, preço mercado, preço sem PRE MIBEL e variação de preço.	61

Tabela 5.7 – Valores de PRE PRE Portugal + r.o.r, preço mercado, preço sem PRE PRE Portugal + r.o.r e variação de preço.....	62
Tabela 5.8 – Preços médios horários para janeiro.	63
Tabela 5.9 – Preços médios diários para janeiro.	64
Tabela 5.10 – Preços médios horários para fevereiro.	66
Tabela 5.11 – Preços médios diários para fevereiro.	67
Tabela 5.12 – Preços médios horários para março.	69
Tabela 5.13 – Preços médios diários para março.....	70
Tabela 5.14 – Preços médios horários para abril.	72
Tabela 5.15 – Preços médios diários para abril.....	73
Tabela 5.16 – Preços médios horários para maio.....	75
Tabela 5.17 – Preços médios diários para maio.	76
Tabela 5.18 – Preços médios horários para junho.....	78
Tabela 5.19 – Preços médios diários para junho.	79
Tabela 5.20 – Preços médios horários para julho.	81
Tabela 5.21 – Preços médios diários para maio.	82
Tabela 5.22 – Preços médios horários para agosto.....	84
Tabela 5.23 – Preços médios diários para agosto.	85
Tabela 5.24 – Preços médios horários para setembro.	87
Tabela 5.25 – Preços médios diários para setembro.....	88
Tabela 5.26 – Preços médios horários para outubro.	90
Tabela 5.27 – Preços médios diários para outubro.....	91
Tabela 5.28 – Preços médios horários para novembro.	93
Tabela 5.29 – Preços médios diários para novembro.	94
Tabela 5.30 – Preços médios horários para dezembro.	96
Tabela 5.31 – Preços médios diários para dezembro.	97
Tabela 5.32 – Valores médios mensais de preço e de variação de preço.	100
Tabela 5.33 – Valores de Produção em Regime Especial e de fios-de-água por mês.	106
Tabela 5.34 – Valores de Produção em Regime Especial e de fios-de-água em % por mês. ...	107

Abreviaturas e Símbolos

Lista de abreviaturas e símbolos

AT	Alta Tensão
BT	Baixa Tensão
C	Comercialização
CAE	Contratos de Aquisição de Energia
CB	Contratos Bilaterais
CESUR	<i>Contratos de Energía para el Suministro de Último Recurso</i>
CML	Clientes Mercado Liberalizado
CMR	Clientes Mercado Regulado
CNE	<i>Comisión Nacional de Energía</i>
CL	Comercializador Liberalizado
CUR	Comercializador de Ultimo Recurso
DGGE	Direção Geral de Energia e Geologia
EDP	Energias de Portugal
ERSE	Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos
IF	Intermediação Financeira
ISO	<i>Independent System Operator (Operador de Sistema)</i>
LOSEN	<i>Ley Orgánica del Sector Eléctrico Nacional</i>
MC	Mercados Centralizados
MIBEL	Mercado Ibérico de Eletricidade
MIE	Mercado Interno de Eletricidade
ML	Mercado Liberalizado
MLE	<i>Marco Legal y Estable</i>
MO	Mercado Organizado
MR	Mercado Regulado

MT	Média Tensão
<i>Nordpool</i>	<i>Nordic Power Exchange</i>
OMI	Operador do Mercado Ibérico
OMIE	Operador do Mercado Ibérico - Polo Espanhol
OMIP	Operador do Mercado Ibérico - Polo Português
PRE	Produção em Regime Especial
PRO	Produção em Regime Ordinário
P	Produção
RD	Rede de distribuição
REE	<i>Red Electrica de España</i>
REN	Redes Energéticas Nacionais
RND	Rede Nacional de Distribuição
RNT	Rede Nacional de Transporte
RT	Rede de Transporte
SA	Serviços Auxiliares
TSO	<i>Transmission System Operator</i> (Operador de Transporte)

Capítulo 1

Introdução

1.1 - Enquadramento

A presente dissertação foi efetuada no âmbito da conclusão do Mestrado Integrado em Engenharia Eletrotécnica e de Computadores, com o apoio da EDP Produção.

O tema desenvolvido neste trabalho é o estudo da Avaliação do Impacto do Aumento da Produção em Regime Especial nos Preços de Mercado. Este tema insere-se na especialização em Mercados Energéticos, com o estudo a recair sobre a análise do Mercado Ibérico de Eletricidade, em particular sobre a influência da Produção em Regime Especial nos preços de mercado.

O investimento na produção de energia em regime especial, devido à subsidiação e a políticas governamentais, tem levado ao aumento deste tipo de produção na última década, tendo em 2014 a produção de energia em regime especial correspondido a 45% da satisfação do consumo. A produção de energia em regime especial tem uma influência relevante nos preços de mercado e nas tarifas, visto ter prioridade de entrada em mercado e sendo considerada a preço nulo, o que irá influenciar as restantes formas de produção e por conseguinte o preço final da energia elétrica no mercado diário do MIBEL.

1.2 - Objetivos

O objetivo deste trabalho consistiu na avaliação do impacto da Produção em Regime Especial nos preços do Mercado Ibérico. Para tal foram calculados novos preços de mercado para o polo português sem a existência de fontes de PRE. Para esta análise foi desenvolvida uma aplicação computacional em *Visual Basic* em conjunto com o *excel*, a qual tem o propósito

de efetuar o cálculo do preço de mercado, sem a influência da PRE. Os dados relativos às curvas de compra e de venda foram retirados do site do Operador do Mercado Ibérico, Pólo Espanhol, e os dados da PRE para o pólo português, para as diversas tecnologias, foram fornecidos pela EDP Produção. Neste trabalho foi deste modo avaliado o impacto de diversos tipos de PRE nos preços do MIBEL. Com base nestes valores podem ser avaliadas as alterações que o aumento da PRE poderá vir a ter no funcionamento do mercado de eletricidade do MIBEL.

1.3 - Estrutura do documento

Este documento está estruturado em seis capítulos que se referem em seguida:

Capítulo 1 - Introdução, é apresentado o enquadramento, a motivação e os objetivos da realização da presente dissertação, bem como a estrutura do documento.

Capítulo 2 - Mercados de Eletricidade, são apresentadas as razões para a evolução do sistema elétrico na Europa, com especial foco em Portugal. Neste capítulo são também expostos os conceitos teóricos de funcionamento de diversos tipos de mercado, com um exemplo de implementação. No final são brevemente referidas Diretivas Europeias importantes para a reestruturação do setor elétrico e a criação de mercados de eletricidade nos países integrantes da União Europeia.

Capítulo 3 - Mercado Ibérico de Eletricidade, são apresentados aspetos gerais e a organização do setor elétrico em Portugal e em Espanha, bem como o percurso para a criação do Mercado Ibérico de Eletricidade e a respetiva organização. Na última secção é apresentada a evolução da Produção em Regime Especial no Sistema Elétrico Português e a sua influência no sistema elétrico português.

Capítulo 4 - Metodologia Implementada, é descrita a metodologia utilizada para o estudo do impacto da Produção em Regime Especial no Mercado Ibérico de Eletricidade, bem como o modelo utilizado para a obtenção de resultados e sua posterior análise.

Capítulo 5 - Resultados obtidos, são apresentados os resultados obtidos através da metodologia implementada no Capítulo anterior, bem como o estudo dos resultados, reflexão e análise.

Capítulo 6 - Conclusão, é apresentada uma reflexão final sobre os resultados obtidos e sobre o tema em geral.

Capítulo 2

Mercados de Eletricidade

2.1 - O Sistema Elétrico No Passado e Razões Para a Mudança

O setor elétrico tem sido alvo de várias transformações, tanto ao nível de equipamentos, como ao nível da tecnologia e técnicas de exploração desde a sua origem no século XIX até à atualidade.

No final do século XIX surgiram as primeiras redes elétricas com sistemas de energia isolados, inicialmente associados à indústria. Inicialmente os sistemas eram constituídos por redes com reduzida distribuição geográfica e de baixa potência, devido ao valor diminuto das cargas. A construção das primeiras centrais a carvão e o desenvolvimento de transmissão em AC, possibilitou o transporte a longas distâncias e permitiu a eletrificação de regiões e cidades inteiras na última década do século XIX [1].

A evolução dos sistemas elétricos ao nível da tecnologia e da distribuição, a par da construção de aproveitamentos hídricos, disponíveis a uma distância maior dos centros populacionais, provocou a necessidade de desenvolvimento de redes de transporte de energia elétrica, envolvendo distâncias e níveis de tensão cada vez mais elevados. O crescimento dos sistemas de energia foi progressivamente acompanhado pela interligação dos sistemas elétricos de modo a obter uma maior estabilidade e segurança de exploração [2].

Neste período, o setor elétrico encontrava-se estruturado segundo um modelo público ou privado, dependendo do país em questão, sendo que ambos os modelos apresentavam duas linhas condutoras de organização:

- empresas estruturadas de um modo verticalmente integrado, ou seja, abrangiam todas as áreas desde a produção, transporte, distribuição e comercialização com os consumidores;

- apesar de ocorrer a existência de diversas empresas atuando no mesmo país, havia a concessão por áreas, o que fazia com que não existisse competição empresarial [2].

Após a segunda guerra mundial, devido ao carácter estratégico do serviço de fornecimento de energia eléctrica, existiu a tendência da criação de empresas verticalmente integradas, que asseguravam a produção, o transporte e muitas vezes também a distribuição. Estas empresas eram consideradas monopólios naturais e foram em muitos casos nacionalizadas [3].

A estrutura verticalmente integrada do setor energético referida encontra-se ilustrada na Figura 2.1.

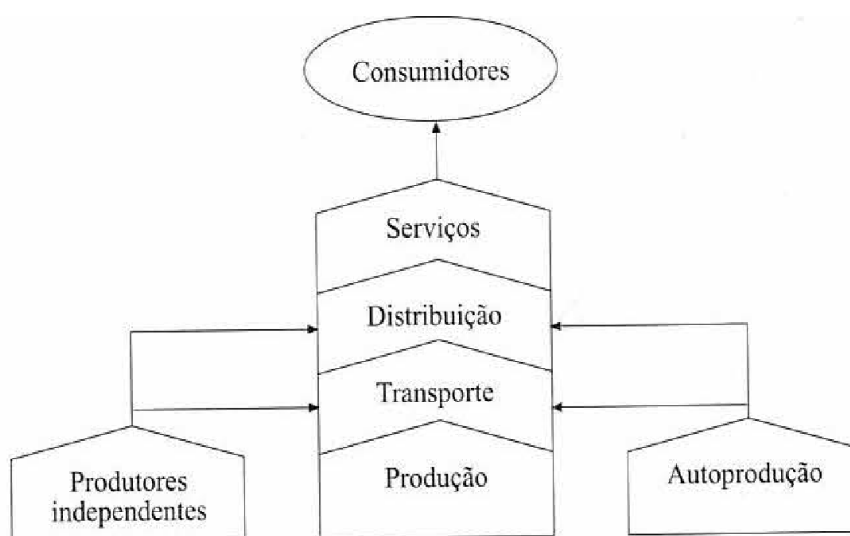


Figura 2.1 - Estrutura verticalmente integrada do setor energético [2].

No caso concreto de Portugal verificava-se, até 1975, a atribuição de concessões a entidades privadas. Com a criação da EDP nesse ano, o setor eléctrico foi nacionalizado e integrado [2].

A estrutura verticalmente integrada que o sistema eléctrico apresentava impossibilitava que os clientes escolhessem da entidade com a qual desejavam relacionar-se técnica e comercialmente. O preço final era obtido por processos de regulação tarifária pouco claros, visto não existir uma separação definida entre a entidade que regulava e a entidade que era regulada. Devido à fronteira mal definida entre o regulador e a entidade regulada, o setor eléctrico representava o papel de amortecedor em períodos de crise económica, dado a sua influência na economia em termos de contribuição para o PIB [2].

A estabilidade económica verificada até aos anos 70, em que se assistira ao choque petrolífero, o crescimento anual de carga entre 7 a 10% e a facilidade de previsão de carga, facilitou o planeamento e a expansão dos sistemas eléctricos, tendo-se assistido com frequência à construção sobredimensionada de equipamentos e à origem de economias de escala na

produção e na transmissão de energia elétrica. Estas economias de escala tornaram-se num dos elementos causadores dos custos na transição para o ambiente de mercado [2].

No final da década de 70, o ambiente económico nos países industrializados modificou-se rapidamente, caracterizando-se por taxas de inflação e de juro elevadas, o que aumentou o grau de volatilidade do ambiente económico. Como consequência o consumo de energia elétrica começou a apresentar um comportamento mais errático. Para contrariar este comportamento foram desenvolvidas campanhas de intervenção e de sensibilização para a diversificação da produção e diminuição do consumo [2].

Na década de 80 assistiu-se ao início da reestruturação e da liberalização de diversos setores, em particular do setor energético, em vários países. Com a reestruturação do setor, surgiram novos agentes, conduzindo ao aumento da concorrência e à possibilidade de o cliente poder escolher o fornecedor dos serviços. O movimento no sentido da liberalização e reestruturação dos diversos setores económicos foi acompanhado a nível internacional. No entanto, no setor elétrico a estrutura manteve-se inalterada até ao final da década de 80, com a exceção da reestruturação em 1979 no Chile. Apenas em 1990, se deu início por parte do governo britânico de Margareth Thatcher à reestruturação do setor elétrico de Inglaterra e Gales, que depois sofreu um rápido e mais generalizado desenvolvimento. A intensificação deste processo deveu-se:

- à implementação de nova legislação e políticas regulatórias, em que em alguns casos companhias verticalmente integradas foram separadas. Deste modo, passou a ser possível a alocação de custos a cada segmento, o desenvolvimento de competição em alguns segmentos e a existir uma maior transparência;
- ao desenvolvimento tecnológico ao nível computacional e ao nível das telecomunicações, o que permitiu a automação, supervisão e controlo das redes elétricas em tempo real. Os avanços tecnológicos associados ao setor energético foram fulcrais para a implementação de mecanismos de mercado, tendo em conta a necessidade de diversas entidades terem acesso à informação em tempo real. A possibilidade de acompanhamento do sistema elétrico em tempo real permitiu também um aumento da segurança e da fiabilidade de operação e exploração;
- os avanços tecnológicos relativos à construção de centrais a ciclo combinado e à sua extração associados ao gás natural passar a estar disponível em quantidades significativas e a preços atrativos, provocaram uma diminuição da necessidade de realizar economias de escala, bem como das necessidades de investimentos intensivos no segmento da produção;
- com o crescimento da consciencialização ambiental nos países mais desenvolvidos, houve uma maior pressão para se reduzir a utilização de centrais nucleares e adoção de programas de encerramento deste tipo de centrais. Esta consciencialização permitiu

o desenvolvimento de novas soluções, incluindo o aproveitamento de energias renováveis;

- outro fator que auxiliou a reestruturação foi o facto do setor energético fornecer um serviço básico, o que se revela atrativo para os investidores [2].

O processo de reestruturação em Portugal iniciou-se em 1991, tendo ocorrido a reestruturação em 1995 através da desverticalização, *unbundling* em inglês, da EDP após a mudança de estatuto da empresa de propriedade do estado para uma sociedade anónima de capital aberto. A EDP foi separada em subsidiárias sob o controlo de uma sociedade gestora [4]. As subsidiárias são, entre outras, a EDP Produção responsável pelo ramo de produção de energia e a EDP Distribuição responsável pela gestão da rede de distribuição em Portugal. No seguimento da cisão da EDP, foi criada no mesmo ano a REN, entidade responsável pela gestão da rede nacional de transporte (RNT).

A Figura 2.2 ilustra a cronologia da evolução da EDP ao longo do processo de reestruturação.

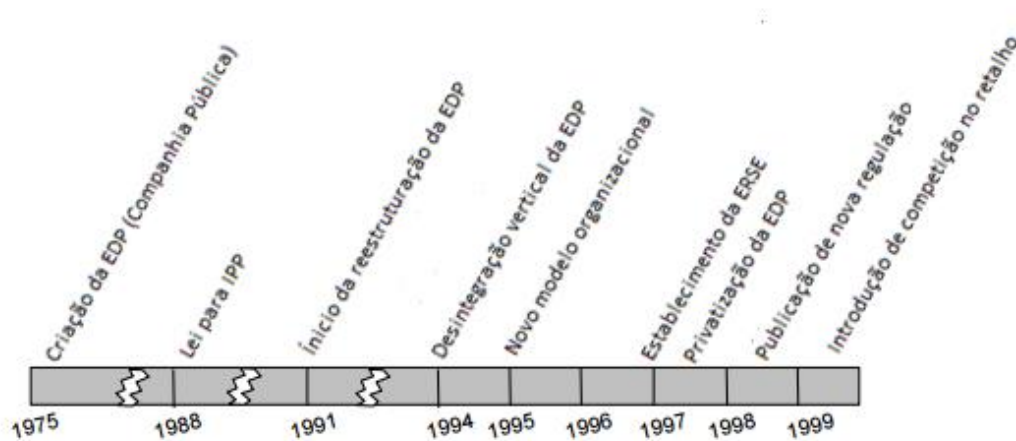


Figura 2.2 - Evolução cronológica do setor de eletricidade em Portugal [4].

A Comissão Europeia, no contexto da criação do mercado único europeu e com o intuito de dinamizar o processo de liberalização do setor elétrico, publicou a Diretiva 96/92/CE, de 19 de Dezembro de 1996, que estabeleceria as regras comuns com vista à criação do Mercado Interno de Eletricidade. A título de exemplo, algumas das indicações incluídas nesta diretiva foram as seguintes:

- deveria existir uma figura de operador responsável pela rede de transporte que possuía funções de exploração, manutenção e expansão da rede e das interligações com outras redes, sendo esta entidade independente das atividades de produção e de distribuição;

- a nível da distribuição, também seria mandatária a criação de um operador, desempenhando funções semelhantes ao operador da rede de transporte, com as devidas adaptações;
- as empresas integradas, deveriam ter na sua contabilidade interna contas separadas para as atividades de produção, distribuição e comercialização, de modo a evitar subsídio cruzada [3].

Em 2001 foi elaborado um protocolo para a criação do Mercado Ibérico de Eletricidade, sendo que só em 2007 ocorreu o arranque efetivo de mercado diário comum entre Portugal e Espanha [5]. A reestruturação do setor elétrico através da sua estrutura desverticalizada permitiu uma maior competição devido a criação de novas empresas, o que beneficia os consumidores, visto os agentes tentarem melhorar os seus serviços de forma a terem uma vantagem comercial.

2.2 - Tipos de mercado e novos modelos

2.2.1 - O Modelo Desagregado

A desverticalização das empresas como resultado da reestruturação do setor elétrico originou uma estrutura desagregada com diversos agentes, como é visível na Figura 2.3.

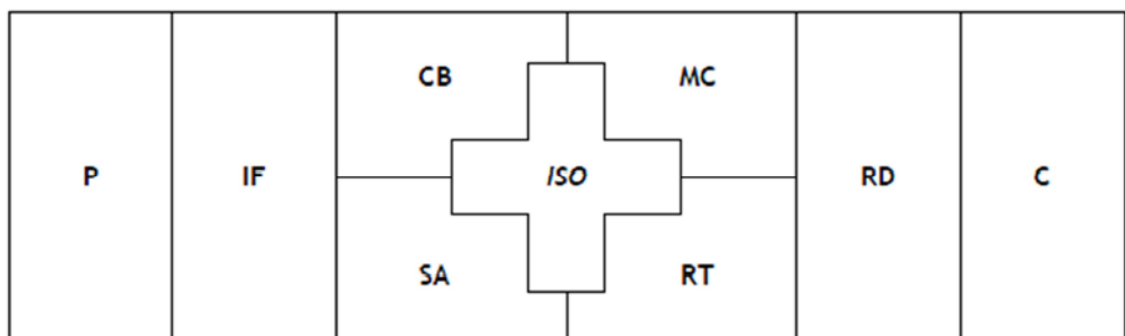


Figura 2.3 - Modelo desagregado do setor elétrico [2].

Neste modelo observa-se a existência de atividades fortemente competitivas nas extremidades, mais concretamente a produção (P), intermediação financeira (IF) e comercialização (C). A atividade de rede de distribuição (RD) é gerida em regime de monopólio regulado. A zona central caracteriza-se pelas atividades, tradicionalmente englobadas no

transporte, onde se incluem os Contratos Bilaterais (CB), os Serviços Auxiliares (SA), a Rede de Transporte (RT), os Mercados Centralizados (MC) e o Operador de Sistema (ISO) [2].

Os Contratos Bilaterais consistem em contratos de natureza física ou financeira entre entidades produtoras e comercializadores ou clientes elegíveis, e em que se estabelecem a quantidade de energia a produzir/absorver durante um período de tempo [2].

Os Mercados Centralizados recebem as propostas de venda e de compra de energia elétrica para o dia seguinte, divididos em intervalos de uma ou meia hora. As propostas são compostas por valores de potência a produzir/absorver e preço mínimo a receber para as propostas de venda ou preço máximo a pagar para as propostas de compra. Com as propostas, os operadores de mercado organizam-nas de modo puramente económico para cada intervalo de tempo [2].

A Rede de Transporte (RT) é a entidade que gere a atividade de transmissão de energia elétrica e que atua em monopólio regulado, devido à impossibilidade económica da existência de várias entidades a executarem este serviço na mesma área geográfica. Esta entidade é remunerada através das Tarifas de Uso das Redes [2].

A Rede de Distribuição é a entidade que, tal como a rede de transporte, normalmente atua em monopólio regulado e é responsável pela transmissão de energia elétrica entre da rede de transporte e os clientes finais.

O ISO (*Independent System Operator*) é responsável pelas funções de exploração e coordenação técnica do sistema de transporte. Esta entidade recebe a informação do despacho económico executado pelos mercados centralizados e a informação sobre os contratos bilaterais. Após receber esta informação, o ISO procede ao estudo da viabilidade técnica dos despachos para cada intervalo de tempo do dia seguinte. Se o conjunto contratos/despachos não provocar congestionamentos atendendo às limitações da rede de transporte, a exploração é tecnicamente viável e procede-se à contratação dos níveis necessários de serviços auxiliares. Se o conjunto contratos/despachos provocar congestionamentos na rede de transporte então o despacho não é viável do ponto de vista técnico e procede-se a modificações por diversos mecanismos. Por vezes, o ISO e a rede de transporte estão agrupados numa entidade única denominada TSO (*Transmission System Operator*) responsável pela rede de transporte e pela operação do sistema [2].

Os Serviços Auxiliares (SA) são entidades responsáveis pelas reservas, produção de potência reativa, controlo de tensão e *black start*. As entidades responsáveis pelos serviços auxiliares podem ser empresas geradoras ou empresas que tenham bancos de condensadores ou transformadores com tomadas de regulação [2]. Os níveis de serviços auxiliares podem ser contratados em mercados específicos ou definidos valores mínimos. Por exemplo, a ENTSO-E especifica um valor de 3000 MW para a reserva primária a nível Europeu o que corresponde a cerca de 53 MW em Portugal. Esta reserva é em seguida fornecida de forma obrigatória e não remunerada pelos geradores em Portugal.

2.2.2 - O Modelo em *Pool* Simétrico

O mercado em *Pool* funciona normalmente no dia anterior ao qual serão implementadas as propostas em análise que forem aceites, ou seja corresponde a uma forma de, em ambiente de mercado, ser realizado o planeamento da operação do sistema elétrico para o dia seguinte. Podem ser referidos como *Day-Ahead Markets* ou Mercados *Spot* de energia elétrica. Este tipo de mercado funciona para períodos de curto prazo, com o objetivo de equilibrar a produção e a carga através das propostas de venda e de compra de energia elétrica. Estes mecanismos podem ser simétricos ou assimétricos e corresponder a modelos obrigatórios ou voluntários.

No Modelo Obrigatório os produtores, comercializadores e consumidores elegíveis terão de apresentar propostas ao mercado *Pool*, enquanto que no Modelo Voluntário os intervenientes referidos podem apresentar propostas ao mercado ou estabelecer relacionamentos diretos através de mecanismos denominados contratos bilaterais.

O intervalo de tempo de negociação para o dia seguinte, é normalmente discretizado em 24 ou 48 intervalos de uma hora ou de meia hora, respetivamente. Para cada intervalo, os agentes apresentam propostas de venda e de compra, com o preço mínimo que estão dispostos a receber ou máximo que estão dispostos a pagar, a potência pretendida e o nó no qual a potência será injetada ou absorvida. No final de cada período de negociação serão obtidos 24 ou 48 despachos dependendo do intervalo de tempo considerado, uma hora ou meia hora, respetivamente [2].

No modelo em *Pool* Simétrico as ofertas de venda são organizadas por ordem crescente de seu preço e as propostas de compra são dispostas por ordem decrescente seu preço. Pela intersecção das duas curvas agregadas obtém-se o preço de mercado (*Market Clearing Price*) e a quantidade de energia negociada (*Market Clearing Quantity*).

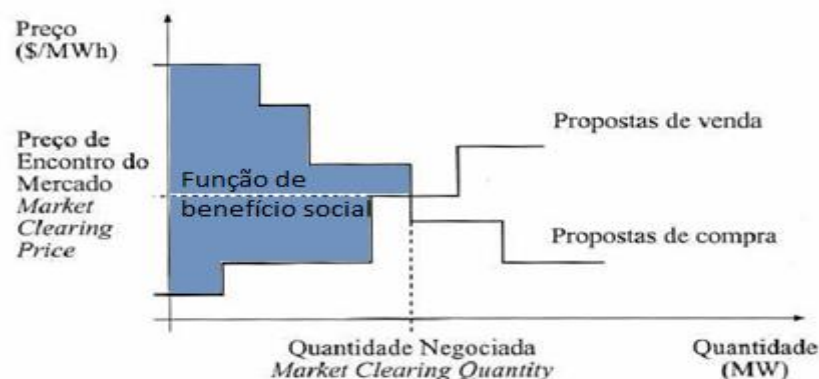


Figura 2.4 - *Pool* Simétrico [2].

Os intervenientes envolvidos no despacho serão remunerados ao mesmo preço (*Market Clearing Price*). Com este modelo, garante-se que nenhuma entidade produtora envolvida no despacho será remunerada a um preço inferior ao que tinha proposto, bem como se garante que nenhum comercializador ou cliente elegível irá pagar um preço superior ao que tinha proposto. Em termos matemáticos o objetivo consiste em maximizar a área entre a curva das propostas de compra e a curva das propostas de venda (área a azul na Figura 2.4), que corresponde à função de benefício social.

A formulação matemática do modelo em *Pool* Simétrico é dada por (2.1) a (2.4):

$$\max Z = \sum_{i=1}^{nD} (C_{Di}^{of} * P_{Di}) - \sum_{j=1}^{nG} (C_{Gj}^{of} * P_{Gj}) \quad (2.1)$$

$$\text{Seja : } 0 \leq P_{Di} \leq P_{Di}^{of} \quad (2.2)$$

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

$$\sum_{i=1}^{nD} P_{Di} = \sum_{j=1}^{nG} P_{Gj} \quad (2.4)$$

Nesta formulação:

Z - função de benefício social;

nD - número de ofertas submetidas pelos consumidores;

nG - número de ofertas submetidas pelos geradores;

C_{Di}^{of} - preço de compra proposto pelos consumidores;

C_{Gj}^{of} - preço de venda proposto pelos geradores;

P_{Di}^{of} - quantidade de potência requerida pelos consumidores;

P_{Gj}^{of} - quantidade de potência disponível pelos geradores;

P_{Di} - quantidade de potência adquirida pelos consumidores;

P_{Gi} - quantidade de potência vendida pelos geradores.

O modelo em *Pool* beneficia com o aumento da competição, ou seja, com um número elevados de agentes nos segmentos de compra e de venda. O funcionamento do mercado será mais eficiente se cada agente possuir uma reduzida parcela do mercado. Deste modo, as curvas de ofertas de compra e de venda apresentarão descontinuidades menos assinaláveis e não ocorrerão modificações bruscas dos preços tão acentuadas [2].

Como o preço de mercado é de índole marginal e é normalmente superior aos custos marginais de produção de todas as centrais, os agentes produtores obtêm uma remuneração superior aos custos médios de produção. As ofertas apresentadas devem ser baseadas no preço marginal das centrais. Se as propostas tiverem preços superiores aos custos marginais de produção, será maior o risco de um gerador não ser despachado. Se os preços indicados forem inferiores aos custos marginais de produção, existirá o risco de as ofertas serem aceites em

mercado, levando à redução do preço de mercado e podendo acontecer que existam centrais a serem remuneradas abaixo dos seus custos de produção.

Na Figura 2.5 encontra-se representado o funcionamento ideal do *Pool* Simétrico.

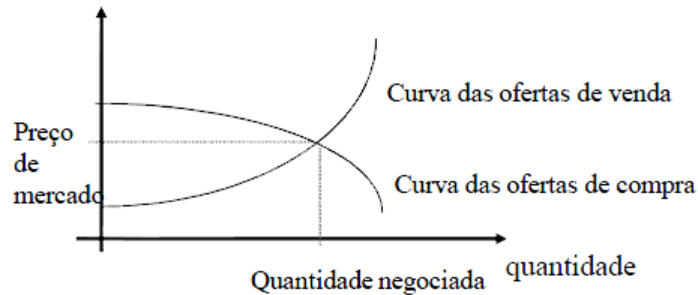


Figura 2.5 - Funcionamento ideal do *Pool* Simétrico [2].

2.2.3 - O Modelo em *Pool* Assimétrico

O conceito de elasticidade está associado à forma da curva da procura e é utilizado para medir a sensibilidade de uma variável económica em relação a outra variável económica. Neste caso mede a sensibilidade da quantidade procurada ou da quantidade oferecida a variações no preço. A expressão para o cálculo da elasticidade da procura é dada por (2.5).

$$E_p^D = \left| \frac{dQ^D}{Q^D} * \frac{dP}{P} \right| \quad (2.5)$$

Nesta expressão,

E_p^D - elasticidade do preço da procura;

$\frac{dQ^D}{dP}$ - variação da quantidade da procura;

$\frac{dP}{P}$ - variação do preço.

Para o caso de $E_p^D = 0$, a procura é inelástica ou rígida. Nestas condições, estamos perante um *Pool* Assimétrico, caracterizado pelo seguinte modelo matemático:

$$\max Z = - \sum_{j=1}^{nG} (C_{Gj}^{of} * P_{Gj}) \quad (2.6)$$

$$\text{Seja : } 0 \leq P_{Gi} \leq P_{Gj}^{of} \quad (2.7)$$

$$\sum_{j=1}^{nG} P_{Gj} = P_D^{esp} \quad (2.8)$$

Nesta formulação, P_D^{esp} representa a carga especificada inelástica.

O modelo em *Pool* assimétrico admite de forma implícita que a carga é inelástica, ou seja, está apta a pagar qualquer preço que resulte do funcionamento do mercado [2]. De seguida

apresenta-se a representação gráfica do modelo referido em que a curva de procura é representada por curvas verticais, que são independentes do preço.



Figura 2.6 - Funcionamento do *Pool* Assimétrico [2].

No modelo em *Pool* assimétrico não existe apresentação de propostas de compra, considerando-se a carga como inelástica, como anteriormente referido, sendo os valores da carga baseados em previsões para cada intervalo de tempo.

2.2.4 - Contratos Bilaterais

O modelo em *Pool* permite a obtenção de um despacho economicamente eficiente através da apresentação de propostas de compra e venda de energia elétrica a um mercado centralizado. Neste tipo de modelo, as entidades compradoras não têm a possibilidade de identificar as entidades produtoras que estão a fornecer o serviço, verificando-se também o contrário. O preço em mercado *Spot* caracteriza-se por um elevado grau de volatilidade, resultado da natureza da eletricidade ser uma *commodity* não armazenável, sendo os preços influenciados por condições de carga e pelos grupos geradores e ramos do sistema de transporte que se encontrem disponíveis num dado momento [2] [3].

Os contratos bilaterais permitem assim o relacionamento direto entre as entidades produtoras e as entidades compradoras pretendendo responder de forma adequada ao risco inerente do funcionamento dos mercados a curto prazo e conferir às entidades consumidoras uma capacidade real de escolher o fornecedor com o qual se pretendem relacionar [2]. Os contratos bilaterais podem ser de carácter físico ou financeiro e abrangem horizontes temporais mais alargados.

2.2.4.1 - Contratos Bilaterais Físicos

O relacionamento direto entre as entidades produtoras e consumidoras pode ser efetuado utilizando Contratos Bilaterais Físicos. A denominação de Físico advém do facto de serem mencionados os nós de injeção e de absorção de energia a ele associados e de certa forma ser alterado o ponto de funcionamento do sistema em que esses contratos são implementados.

Estes contratos, por norma, abrangem um prazo alongado de 1 ano ou mais e integram várias condições relativas ao preço do serviço a fornecer, à duração do contrato, à qualidade de serviço, à modulação da potência ao longo do período de contrato e a indicação dos nós em que será injetada e/ou absorvida a potência [2].

As condições presentes nos contratos dizem apenas respeito ao relacionamento particular entre as entidades contratantes. O Operador de Sistema deverá verificar a viabilidade técnica do conjunto de contratos efetivados em simultâneo na rede elétrica, sem ser necessário o conhecimento do preço da energia previsto no contrato. Para o Operador do Sistema as informações relevantes são as de natureza técnica, relativas aos nós de injeção e/ou absorção, a potência prevista e a modulação da potência ao longo do período de contrato. Em muitos países os contratos bilaterais coexistem com mecanismos de tipo *Pool* [2].

2.2.4.2 - Contratos de Carácter Financeiros - Contratos por diferença, de futuros e de opções

À semelhança dos contratos bilaterais físicos, estes contratos fornecem um seguro contra a volatilidade inerente aos preços nos mercados de eletricidade, podendo os participantes recorrer a estes contratos para evitar variações nos preços, com o objetivo de um melhor planeamento das suas funções empresarias.

Os mecanismos de índole financeiro correspondem a formas de assegurar a proteção (*hedging*), das entidades contratantes precavendo-se contra as instabilidades nos preços do mercado de curto prazo [2].

Os contratos por diferenças apareceram em 1990, em Inglaterra e País de Gales, como uma forma de lidar com a volatilidade dos preços no mercado em *Pool* Assimétrico, bem como para estabilizar as remunerações a pagar ou a receber pelas entidades consumidoras ou produtoras, respetivamente. A entidade produtora e a entidade consumidora acordam um preço alvo (*Target Price*), representado na Figura 2.7. Nos intervalos em que o preço de mercado é superior ao preço alvo, a entidade produtora paga à entidade consumidora a diferença. Nos intervalos de tempo em que o preço de mercado é inferior ao preço alvo, a entidade consumidora paga à entidade produtora a diferença.

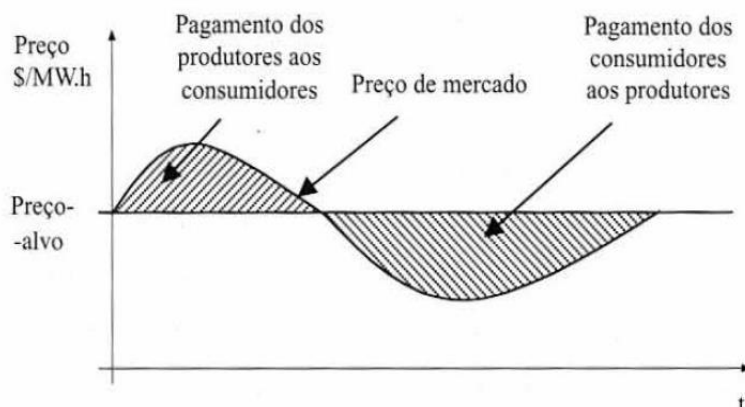


Figura 2.7 - Representação gráfica de um contrato as diferenças [2].

Os contratos de futuros permitem às entidades contratantes reservar a utilização de um determinado recurso, neste caso energia elétrica, a um preço definido para um intervalo temporal. Os contratos de opções conferem o direito de comprar ou vender um recurso numa data futura, sendo que estes contratos não implicam a utilização efetiva do recurso ao fim do prazo estabelecido. Ao contrário, no caso dos contratos de futuros, esta utilização é obrigatória [3].

Nos contratos de opções o preço é constituído por duas parcelas:

1. o pagamento da disponibilidade;
2. o pagamento no caso de a energia ser efetivamente fornecida [3].

2.2.5 - Modelos Mistos

Na generalidade dos países onde ocorreu ou está a ocorrer a reestruturação do setor elétrico tem sido utilizado um modelo misto, com o funcionamento simultâneo de um mercado *Pool* e com a possibilidade de se estabelecerem contratos bilaterais. Devido à segunda alternativa referida, relacionamento entre as entidades produtoras e consumidoras, o *Pool* é um mecanismo voluntário [2].

No *NordPool* apesar da existência de um mercado centralizado, cerca de 80% do fornecimento de energia elétrica é efetuada através de contratos bilaterais. Os preços obtidos em mercado constituem, no entanto, indicações para os preços contratuais entre as entidades produtoras e consumidoras nos contratos bilaterais. A Figura 2.8 representa a estrutura do modelo misto de operação do sector elétrico [2].

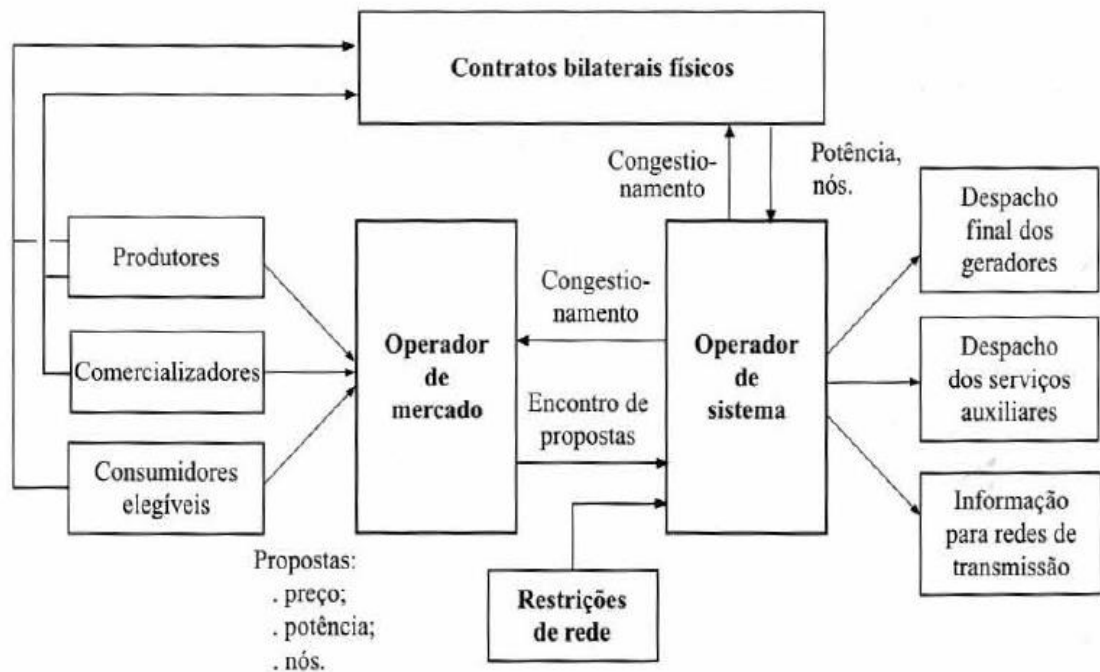


Figura 2.8 - Estrutura do modelo misto de exploração do sector elétrico [2].

A organização deste tipo de modelo é em tudo semelhante ao mercado em *Pool*, com as respetivas alterações para englobar também os contratos bilaterais físicos. A organização do modelo misto é a seguinte:

- as entidades produtoras, comercializadores e consumidores elegíveis submetem as suas propostas de compra/venda ao Operador de Mercado;
- as entidades contratantes submetem a informação técnica relativa aos contratos ao Operador de Sistema;
- o Operador de Sistema recebe também a informação relativa ao despacho económico resultante do mercado centralizado realizado pelo Operador de Mercado;
- o Operador de Sistema realiza estudos de viabilidade técnica e avalia a existência de congestionamentos tendo em atenção a capacidade de transmissão da rede;
- se houver congestionamento, o Operador de Sistema informa os intervenientes, podendo ativar mercados de ajustes através do recebimento de propostas de incrementos ou decrementos de potência com o objetivo de viabilizar o despacho [2].

No caso de integração de mercados, como por exemplo no MIBEL e no *NordPool*, a ocorrência de congestionamento pode ser resolvida utilizando, por exemplo, o *market splitting*.

2.2.6 - Serviços de Sistema

Os serviços de sistema garantem o correto funcionamento do sistema elétrico de energia, conferindo uma exploração segura e fiável, sendo estes serviços:

- Controlo de Frequência e Reservas - tem como objetivo manter o equilíbrio entre a geração e o consumo. No caso Europeu a entidade responsável pela monitorização da frequência da rede elétrica europeia é a *European Network of Transmission System Operators of Electricity* (ENTSO-E), constituída por várias áreas de controlo. O controlo de frequência pode ser efetuado utilizando reservas denominadas de primária, secundária e terciária.
 - Reserva primária - está associada à resposta automática local das unidades produtoras a variações rápidas de carga. A ENTSO-E definiu um valor de 3000 MW, para o incidente de referência sendo esta potência alocada às diversas áreas de controlo, correspondendo cerca de 53 MW a Portugal;
 - Reserva secundária - correspondendo ao controlo zonal de frequência e de intercâmbios de potência entre áreas ativado por telerregulação. Em Portugal este serviço é remunerado e contratado em regime de mercado;
 - Reserva terciária - o valor mínimo em cada período de programação é estabelecido pelo Operador do Sistema, tomando como referência a perda máxima de produção provocada de forma direta pela falha simples dum elemento do sistema elétrico, aumentada em 2% do consumo previsto em cada período de programação. Em Portugal este serviço é remunerado e contratado em regime de mercado;
- Controlo de Tensão e Potência Reativa - este serviço encontra-se dividido em controlo local e controlo global. No controlo local os Reguladores Automáticos de Tensão dos Geradores ajustam a tensão para os valores estabelecidos. No controlo global o Operador do Sistema controla os valores de tensão através da regulação das tomadas de transformadores e de bancos de condensadores;
- *Black Start* - corresponde à capacidade de reiniciar a produção sem a utilização de energia da rede de transmissão. No caso de uma falha geral, os geradores com esta capacidade são colocados em funcionamento para reiniciar o sistema fornecendo energia aos geradores que necessitam de energia para iniciar o seu funcionamento [5] [6] [7] [8].

2.2.7 - Mercados Intradiários e Mercados de Reserva

O resultado do mercado em *Pool* e dos contratos bilaterais pode levar a situações de congestionamento e os intervalos de tempo de contratação de uma ou meia hora revelam-se longos tendo em consideração a dinâmica dos sistemas elétricos de energia. Assim o mercado intradiário integra o mercado de energia elétrica, com o objetivo de ajustar as ofertas de compra e venda e aliviar congestionamentos, através de ofertas de venda e compra de energia elétrica [5] [9].

Como referido, alguns serviços auxiliares não são obrigatórios. No entanto, em Portugal existem mecanismos de mercado para a contratação de reservas secundárias e terciárias, originando os mercados de reservas que são ativados pelo Operador de Sistema [5].

2.3 - Exemplo de implementação

A título de exemplo do referido ao longo da Secção 2.2 do Capítulo 2, apresenta-se de seguida o processo de criação e desenvolvimento do mercado nórdico *NordPool*.

2.3.1 - Estrutura do *NordPool*

A primeira integração de mercados surgiu com a criação do mercado nórdico. A integração do mercado nórdico resultou da reestruturação do mercado energético norueguês em 1991 e do mercado energético sueco no ano seguinte, com a criação em 1996 de um mercado comum aos dois países, o *NordPool*. Em 1998 a Finlândia juntou-se ao *NordPool*, a Dinamarca em 2000 e em seguida o *NordPool Spot* foi aberto à Estónia, Lituânia e Letónia em 2010, 2012 e 2013, respetivamente [11].

O *NordPool* encontra-se atualmente dividido por zonas, às quais podem estar associados diferentes preços, no caso de serem atingidos os limites de interligação:

- Noruega - 5 zonas;
- Suécia - 4 zonas;
- Dinamarca - 2 zonas;
- Finlândia - 1 zona;
- Estónia - 1 zona;
- Lituânia - 1 zona;
- Letónia - 1 zona.

Na Figura 2.9 identificam-se as zonas integrantes da estrutura do *NordPool*.



Figura 2.9 - Estrutura do NordPool [10].

A repartição do capital da empresa que gere o NordPool, pode ser observada na Figura 2.10, estando a regulação do mercado sob a responsabilidade da *Norwegian Water Resources and Energy Directorate (NVE)*, visto que a empresa que gere este mercado tem sede na Noruega [11].

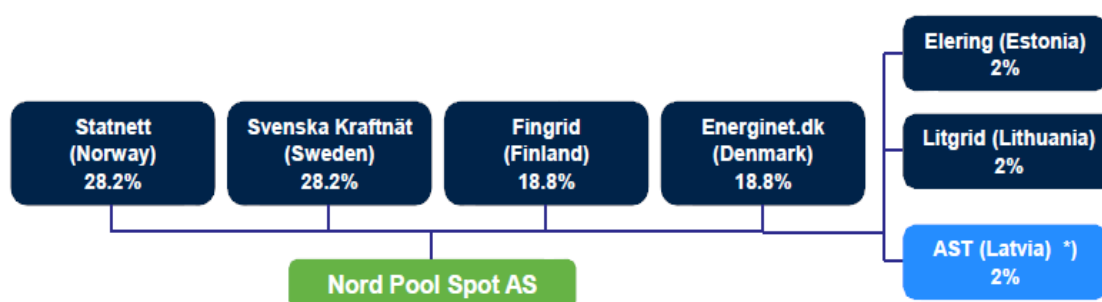


Figura 2.10 - Distribuição (em percentagem) do capital da empresa gestora do NordPool [11].

2.3.2 - Organização do NordPool

O NordPool encontra-se organizado em diferentes mecanismos ou *marketplaces*, como o *Elspot*, o *Eltermin* e o *Elbas*. O *Elspot* é o mercado diário em que energia elétrica é negociada através de ofertas que compreendem o preço e a quantidade. O preço resulta da interseção da curva de procura e oferta do mercado. O *Eltermin* é o mercado em que se efetuam os contratos financeiros de futuros e o *Elbas* é o mercado intradiário onde são promovidas as trocas contínuas de energia elétrica, operando 24 horas por dia e administrando a capacidade de energia elétrica negociada entre as diferentes áreas [11].

Na Figura 2.11 observa-se um preço marginal único para todo o mercado nórdico. O Reino Unido apresenta um preço superior, devido a ser um mercado isolado com perspectivas de interligações à Noruega.

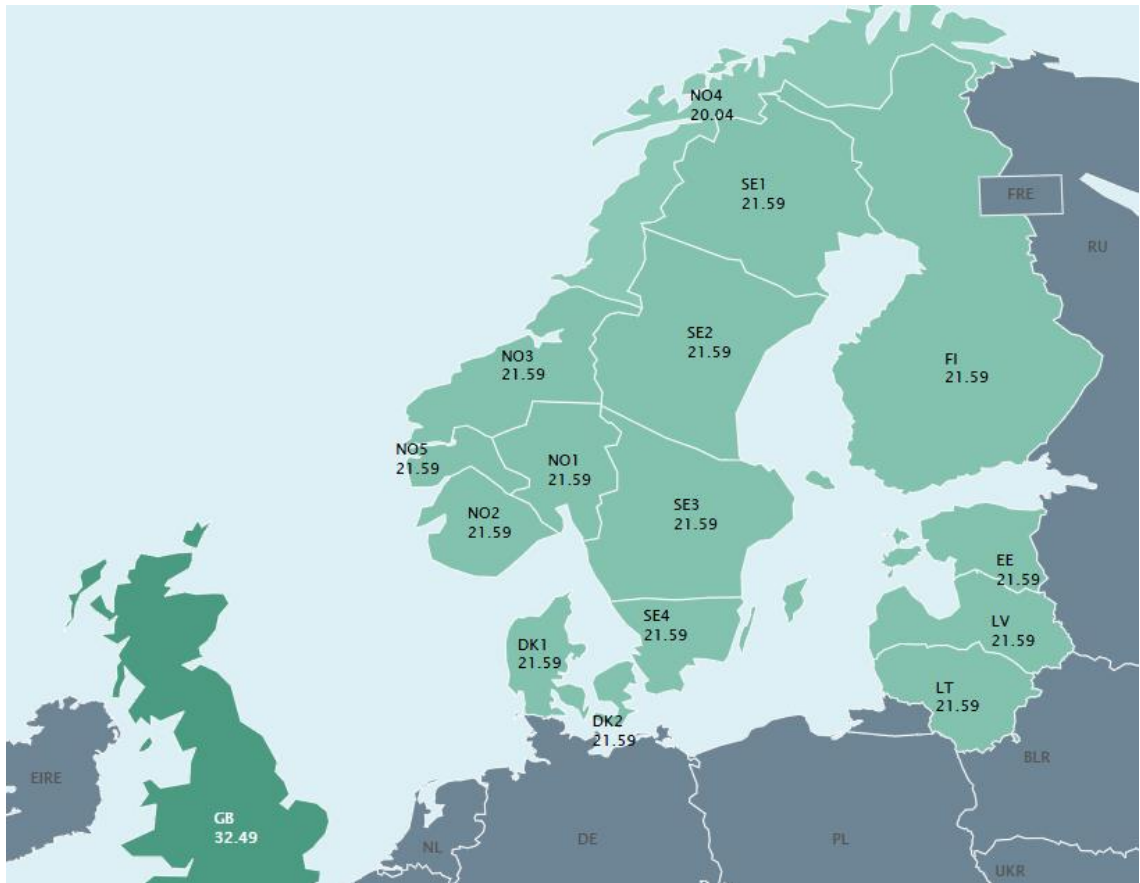


Figura 2.11 - Preço marginal da hora 5 do dia 16 de Março de 2016 [12].

A capacidade de interligação entre os diversos países constituintes de um determinado mercado é um dos principais fatores que influenciam a existência ou não de um preço marginal único. Este fator, bem como a separação dos mercados, *market splitting*, é abordado com mais detalhe no Capítulo 3, na Secção 3.3.4.1, relativa ao Mercado Ibérico. Em todo o caso, a Figura 2.12 ilustra uma hora em ocorreram preços diferentes no *Nordpool*.

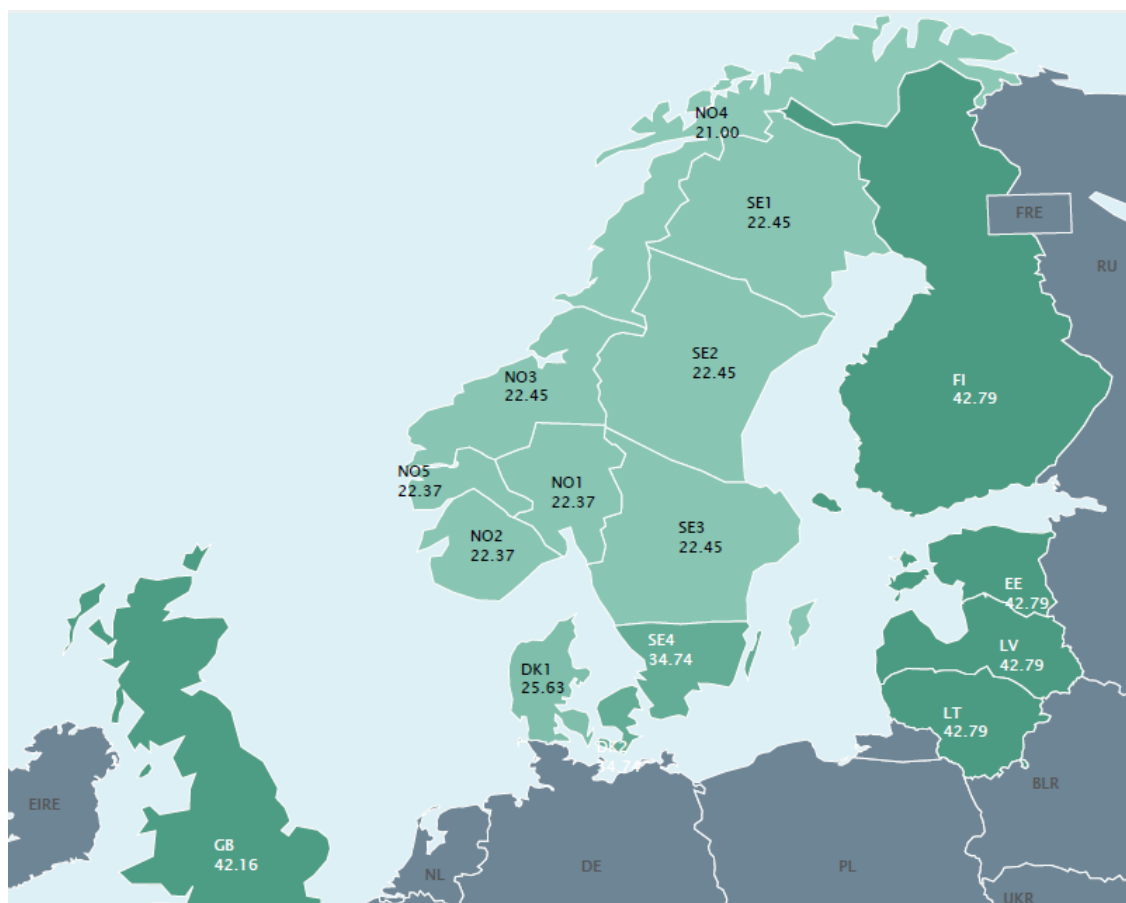


Figura 2.12 - Preço marginal da hora 18 do dia 16 de Março de 2016 [12].

2.4 - Diretivas Europeias

A reestruturação do setor elétrico e a criação de mercados de eletricidade nos países integrantes da União Europeia tiveram como origem modelos propostos através da promulgação de algumas Diretivas Europeias. De realçar a importância da Diretiva 96/92/CE de 19 de dezembro de 1996 e da Diretiva 2003/54/CE, de 26 de junho de 2003.

A Diretiva 96/92/CE de 19 de dezembro de 1996 foi fulcral para o processo de liberalização na Europa com vista à construção de um Mercado Interno de Eletricidade (MIE). Nesta diretiva foram estabelecidos princípios gerais relativos às atividades de produção, transporte e distribuição de eletricidade, bem como à organização do setor elétrico. Relativamente ao transporte, definiu-se que deveria ser independente das restantes atividades, regulado com maior transparência através de tarifas publicadas.

A Diretiva 2003/54/CE do Parlamento e do Conselho Europeu, de 26 de junho de 2003, que revogou a Diretiva no 96/92/CE, de 19 de dezembro, veio aprofundar as medidas da diretiva anterior referentes ao processo de liberalização e estabelecer as regras comuns para o mercado

interno de eletricidade. Esta diretiva definiu que, á semelhança do transporte, a distribuição deveria ter um operador com funções semelhantes ao operador da rede de transporte, com a separação contabilística (*unbundling*) nas empresas verticalmente integradas de modo a evitar subsídio cruzada.

Capítulo 3

Mercado Ibérico de Eletricidade

3.1 - Setor Elétrico em Portugal

3.1.1 - Aspetos gerais

O sector elétrico em Portugal encontrava-se fragmentado em diversas empresas concessionárias até ao ano de 1975. Nesse ano ocorreu a nacionalização das empresas existentes, resultando na formação na Eletricidade de Portugal, EDP. Na década de 1990, a EDP foi transformada numa empresa de capitais públicos, EDP, SA, uma das muitas transformações que continuaram a ocorrer posteriormente [2].

Em 1988, com a aprovação do Decreto-Lei 189/88, de 27 de maio, foi consagrada a possibilidade de serem realizados investimentos em pequenos aproveitamentos hídricos, parques eólicos e centrais de cogeração, sendo a energia produzida injetada nas redes de distribuição paga por tarifas muito atrativas ao investimento, dando origem ao conceito de Produção em Regime Especial (PRE) [2].

Com o pacote legislativo de 1995, que recaía sobre a organização do sector elétrico e com a aplicação dos princípios da Diretiva 96/92/CE, de 19 de dezembro, que estabelecia as regras comuns para a criação do Mercado Interno de Eletricidade, iniciou-se a liberalização do setor elétrico em Portugal, com a desverticalização da EDP e pela afirmação do princípio de liberdade de acesso às atividades de produção e de comercialização de energia elétrica. Conjuntamente, foi criada uma entidade administrativa independente, a ERSE, para a regulação do sector elétrico [5].

Decorridos oito anos após a aprovação dos Decretos-Lei nº 182/95 a 185/95, de 27 de julho, foi amplamente reconhecido que para o aprofundamento do processo da liberalização do setor elétrico, essas bases e princípios deviam continuar a evoluir no sentido de adequar a estrutura do Sistema Elétrico Nacional (SEN) e a sua forma de funcionamento a um regime de mercado

genericamente aberto à concorrência. Neste sentido a publicação dos Decretos-Lei nº 184/2003 e 185/2003, ambos de 20 de agosto, vieram aprofundar o início do processo de liberalização global de todo o setor elétrico e fomentar a criação do Mercado Ibérico de Eletricidade, MIBEL, refletido nos acordos celebrados entre Portugal e Espanha, com os seus princípios expressos na Diretiva Europeia 2003/54/CE, de 26 de junho [5] [13].

O enquadramento do funcionamento do sector elétrico no âmbito dos princípios de abertura e concorrência estabelecidos na Diretiva 2003/54/CE passou a estar consagrado no Decreto-lei n.º 29/2006 de 15 de fevereiro e consequente regulamentação. Neste documento ficaram estabelecidos os princípios de funcionamento do SEN, as bases gerais aplicáveis ao exercício das atividades de produção, transporte, distribuição e comercialização de eletricidade e a organização dos mercados de eletricidade, transpondo para a ordem jurídica interna os princípios da Diretiva no 2003/54/CE, do Parlamento e Conselho Europeu, que estabeleceu regras comuns para o mercado interno de eletricidade, e que revogou a Diretiva no 96/92/CE, de 19 de dezembro [5] [14].

3.1.2 - Organização do Setor Elétrico em Portugal

Após a entrada em vigor do pacote legislativo de 1995, o Sistema Elétrico Nacional (SEN) foi organizado no Sistema Elétrico de Serviço Público (SEP) e no Sistema Elétrico Independente (SEI). O SEI englobava o Sistema Elétrico Não Vinculado (SENV) e os Produtores em Regime Especial (PRE). No SEP, por sua vez, estavam englobas as entidades titulares de licenças vinculadas de produção e de distribuição, a concessionária da RNT e os clientes vinculados. Os elementos integrantes do SEN encontram-se representados esquematicamente na Figura 3.1 [2] [15].

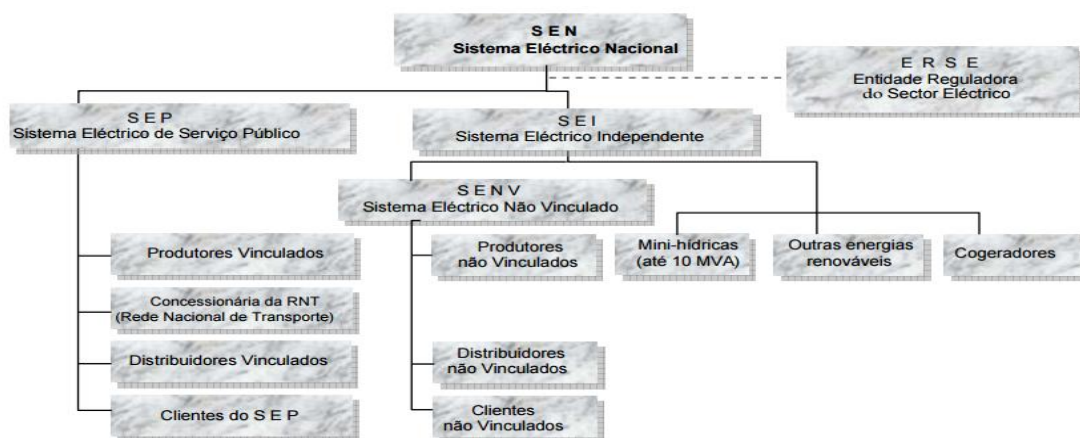


Figura 3.1 - Constituição do Sistema Elétrico Nacional em 1995 [15].

Em junho de 2000 ocorreram alterações na estrutura do SEN, com a autonomização da REN, SA, em relação à EDP, SA, a qual ficou concessionada a Rede Nacional de Transporte e é responsável pela função de Operador de Sistema [2].

Como referido anteriormente, com a entrada em vigor do Decreto-lei nº 29/2006 e posteriormente do Decreto-Lei nº 264/2007, foram estabelecidas novas condições de funcionamento do sistema, nomeadamente para as atividades de produção, transporte, distribuição e comercialização, bem como a organização dos mercados de eletricidade. De acordo com este Decreto-Lei, o Sistema Elétrico Nacional sofreu alterações, com as atividades de transporte e distribuição a serem concessionadas e as atividades de produção e de comercialização a serem asseguradas em regime de mercado. A nova estrutura do SEN resultante do Decreto-Lei nº29/2006 está representada na Figura 3.2 [16].

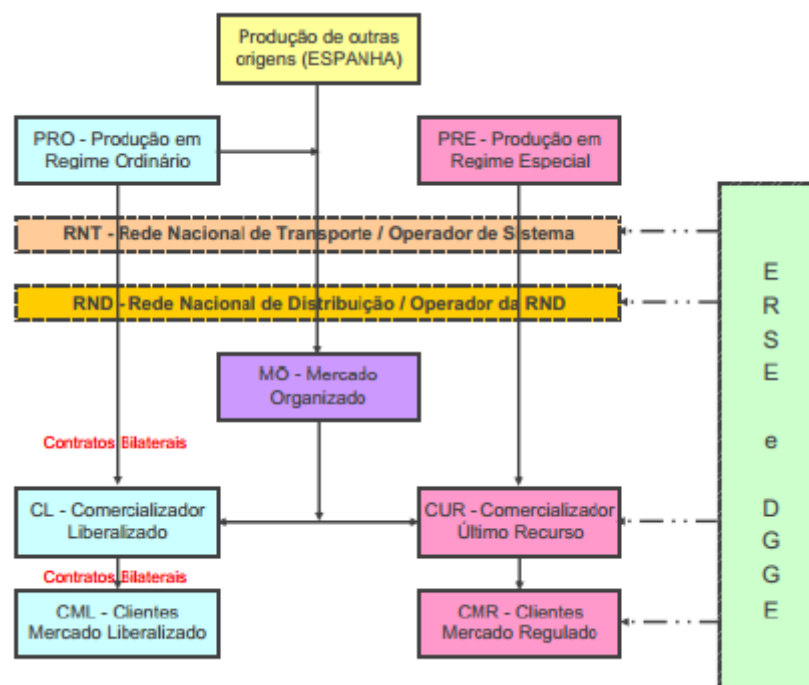


Figura 3.2 - Organização geral do SEM resultante do Decreto-Lei nº29/2006 [16].

Pelo esquema da Figura 3.2, a produção é constituída pela Produção em Regime Ordinário (PRO) e pela Produção em Regime Especial (PRE), juntamente com a produção proveniente de Espanha utilizando as interligações. A PRO é composta pela produção de eletricidade com base em fontes tradicionais não renováveis e em grandes centros electroprodutores hídricos, e a PRE é composta pela cogeração, produção elétrica a partir da utilização de fontes de energia renováveis e por pequenos aproveitamentos hídricos até 10 MVA. O acesso a esta atividade é livre, abandonando-se o planeamento centralizado dos centros electroprodutores, e foi introduzida uma otimização que resultará de uma lógica de mercado [16] [17].

O Decreto-Lei n.º 215-A/2012 de 8 de outubro alterou o conceito de Produção em Regime Especial, deixando esta de se distinguir da Produção em Regime Ordinário apenas pela sujeição a regimes especiais no âmbito de políticas de incentivo, na medida em que a produção em regime especial passa também a contemplar a produção de eletricidade em regime remuneratório de mercado. Segundo o artigo 18 deste Decreto-Lei, “considera-se Produção em Regime Especial a atividade de produção sujeita a regimes jurídicos especiais, tais como a produção de eletricidade através de cogeração e de recursos endógenos, renováveis e não renováveis, a microprodução, a miniprodução e a produção sem injeção de potência na rede, bem como a produção de eletricidade através de recursos endógenos, renováveis e não renováveis, não sujeita a regime jurídico especial”. No Capítulo 3 e seguintes, será utilizada a definição anterior ao Decreto-Lei n.º 215-A/2012, visto os dados fornecidos serem baseados nessa mesma definição [46].

Como referido anteriormente, a operação da Rede Nacional de Transporte (RNT) é assegurada em regime de concessão, sendo responsável pela função de Operador de Sistema e assegurando a gestão técnica do sistema de modo a garantir a segurança e continuidade de serviço. A RNT está concessionada à REN, SA, recebendo o pagamento dos serviços prestados através de tarifas aplicadas à utilização das redes, tarifas estas reguladas pela Entidade Reguladora de Serviços Energéticos, ERSE.

A distribuição de eletricidade processa-se de modo análogo ao transporte, através de uma concessão exclusiva pertencente à EDP Distribuição. Esta empresa tem a função de exploração e gestão da rede de distribuição constituída por infraestruturas ao nível da alta (AT) e média tensão (MT), garantindo a interligação entre a RNT e as instalações dos clientes. A entidade concessionária da RND é responsável também pela manutenção das infraestruturas constituintes da rede de distribuição e pela exploração em condições de segurança, fiabilidade e qualidade de serviço. As redes de baixa tensão (BT) são propriedade dos municípios, sendo a sua operação assegurada maioritariamente pela EDP Distribuição. Como no caso da RNT, a concessionária da RND recebe o pagamento de utilização das redes através das tarifas reguladas pela ERSE [16] [17].

A comercialização de eletricidade é livre, sendo requerida a atribuição de licença em que se define o elenco dos direitos e dos deveres na perspetiva de um exercício transparente da atividade. Os comercializadores são as entidades responsáveis pela compra e venda de energia elétrica, tendo acesso às redes mediante o pagamento de tarifas reguladas pela ERSE. Os consumidores podem escolher livremente o seu comercializador, podendo mudar sem qualquer encargo financeiro.

Durante o período de transição do mercado regulado para o mercado liberalizado existe um comercializador de último recurso que é uma entidade com licença de comercialização, que engloba na sua atividade a obrigação da prestação universal do serviço de fornecimento de energia elétrica aos seguintes clientes:

- clientes finais com contratos ativos, enquanto forem aplicáveis as tarifas reguladas ou 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 [18].

O comercializador de último recurso é responsável pela compra da energia proveniente da PRE, podendo também estabelecer contratos bilaterais e/ou adquirir energia em mercados organizados. Em Portugal Continental as funções especificadas acima são desempenhadas pela EDP Universal.

3.2 - Setor Elétrico em Espanha

3.2.1 - Aspectos gerais

Nas três primeiras décadas do século XX assistiu-se em Espanha à criação de grandes companhias hidroelétricas, organizadas em termos de sociedades anónimas que funcionavam quase sem qualquer intervenção pública e que acabaram fundindo-se formando grandes grupos que tiveram um papel importante na industrialização e eletrificação espanhola [19].

No final da década de 70 e no início da década de 80 era patente uma grave crise financeira no setor elétrico espanhol, consequência de um sobre-investimento baseado em estimativas excessivamente otimistas de crescimento da procura, o que provocou uma elevada dívida ao exterior. Para prevenir a falência, o estado interveio consolidando as empresas municipais em dez empresas regionais verticalmente integradas [20].

Este novo sistema denominado *Marco Legal y Estable (MLE)* foi definido pelo *Real Decreto* de 1538/1987 de 11 de dezembro de 1987, que permitiu a aplicação um novo sistema de cálculo das tarifas elétricas de modo a diminuir o desequilíbrio financeiro. Este sistema tinha como parâmetros fundamentais uma metodologia gradual de amortização e remuneração dos investimentos, a remuneração dos custos de produção e distribuição com base em valores padrão, um sistema de compensação entre agentes e a correção de desvios no final de cada ano [20] [21].

O início da transição para o mercado liberalizado ocorreu com a reforma legislativa de dezembro de 1994, com a *Ley Orgánica del Sector Eléctrico Nacional (LOSEN)*. No entanto, esta lei contemplava a existência de um mercado regulado a operar segundo o que se estabelecera no MLE, contemplando também um segmento competitivo apoiado num mercado *spot*. Apesar

desta disposição nunca ter sido aplicada, o espírito de reestruturação gradual implícito permaneceu na lei atualmente em vigor, aprovada em 1997. Da entrada em vigor da *Ley LOSEN* resultou a criação da atual *Comisión Nacional de Energía, CNE*, instituição reguladora independente com a função de garantir transparência no processo regulatório e a proteção dos interesses dos consumidores [20].

A *Ley 541/1997*, de 27 de novembro, *del Sector Electrico*, criou uma nova estrutura de acordo com a qual deixou de haver dois sistemas distintos para passar a haver um único sistema liberalizado, sendo ainda criadas duas novas entidades definidas no artigo 33, o *Operador del Sistema* e *Operador del Mercado* [2].

O *Operador del Sistema* tinha a responsabilidade de garantir a continuidade e segurança do abastecimento de energia elétrica e a correta coordenação do sistema de produção e de transporte. O *Operador del Mercado* tinha a responsabilidade da gestão económica do sistema, assumindo a gestão do sistema de ofertas de compra e venda de energia nos termos legais. O *Operador del Mercado* deve garantir transparência e objetividade durante todo o processo [2].

A 1 de janeiro de 1998 entrou em funcionamento o mercado *spot*, com a atividade de um mercado diário que determinava o preço marginal para cada hora do dia seguinte e com a atividade de mercados intradiários para ajustar posições de compra e de venda num prazo mais curto [20].

Em dezembro de 2000, o Ministério de Economia publicou um novo decreto, em que se estabelecia que o transporte e a distribuição devem ser exercidos por entidades cujo único objetivo social é o transporte e a distribuição de energia, e que a atividade de transporte de energia é exercida pela *Red Eléctrica de España (REE), SA*, com as funções de Operador de Sistema e gestão do sistema de transporte.

A partir de 1 de janeiro de 2003 todos os consumidores Espanhóis passaram a poder escolher livremente o seu fornecedor de eletricidade.

Em 4 de julho de 2007, com a *Ley 17/2007*, a legislação foi alterada de modo a adaptar-se à Diretiva 2003/54/CE do Parlamento Europeu e do Conselho, de 26 de junho de 2003, que estabelece regras comuns para o mercado interno da eletricidade e que revoga a Diretiva 96/92/CE. Segundo esta lei, a *REE*, como Operador do Sistema tem de garantir de forma transparente e objetiva as suas funções de coordenação técnica entre a produção e a distribuição, assegurando a continuidade e segurança de serviço de abastecimento [22].

3.2.2 - Organização do Setor Elétrico em Espanha

O setor elétrico em Espanha é regulado pela Lei 24/2013, que estabeleceu a separação jurídica e contabilística das atividades reguladas (transporte e distribuição), que são exercidas em regime regulado, das atividades liberalizadas (geração e comercialização), que são exercidas em regime de livre concorrência [23] [24].

O setor elétrico espanhol é composto por um mercado diário, mercado intradiário, mercado de serviços auxiliares e contratos bilaterais. O mercado diário recebe das entidades produtoras, comercializadores e consumidores elegíveis, as propostas de compra e venda. O resultado do mercado diário é posteriormente transmitido ao *Operador del Sistema* que também recebe a informação sobre contratos bilaterais, realizando estudos de viabilidade técnica do despacho. Em seguida, definem-se os níveis de serviços auxiliares, procedendo-se à sua alocação ou contratação. No dia de operação, o mercado intradiário efetua os ajustes necessários, com o objetivo de manter o equilíbrio entre a produção e a carga [2].

À semelhança do que foi anteriormente descrito para o caso de Portugal, o *Real Decreto 436/04* do Ministério de Economia em Espanha, separou as atividades de geração em duas modalidades, Produção em Regime Ordinário e Produção em Regime Especial, com o intuito de incentivar o desenvolvimento de fontes renováveis para a produção de eletricidade [24].

Em Espanha a maioria da procura de eletricidade é satisfeita pelo regime ordinário, havendo quatro formas de contratar eletricidade e de determinar o seu preço:

- mercado de eletricidade grossista ou *Pool*;
- contratos bilaterais;
- leilões VPP em que os principais participantes de mercado (Endesa e Iberdrola) são obrigados por lei a oferecer opções de compra para uma quantidade pré-estabelecida de energia. Estas opções podem ser adquiridas, durante um certo período de tempo, pelos restantes participantes;
- leilões CESUR em que os distribuidores de último recurso na Península Ibérica podem adquirir eletricidade no mercado à vista ou a prazo para satisfazer a procura [25].

O regime especial engloba as centrais com capacidade instalada igual ou inferior a 50 MW que utilizem como fonte energia primária a cogeração ou qualquer fonte renovável de energia. O *Real Decreto 661/2007* de 25 de maio definiu as bases do desenvolvimento futuro das energias renováveis em termos de concorrência e rentabilidade. Segundo este decreto as centrais elegíveis podem escolher entre receber uma tarifa fixa ou integrar o mercado. Se escolherem o regime de mercado são remuneradas pelo preço de mercado adicionado por um valor dependente da tecnologia utilizada [25].

Em relação à atividade de transmissão, como referido na secção anterior, a *Ley 17/2007* define a *Red Eléctrica de España* (REE) como gestor da rede de transmissão com funcionamento em regime de exclusividade e com a responsabilidade de manter e investir na rede. O Operador do Sistema é responsável pela coordenação com o Operador de Mercado [24] [25].

A atividade de distribuição é regulada pela *Ley 24/2013* e pelo *Real Decreto 1955/2000* e tem por objetivo o transporte e energia elétrica desde a rede de transmissão até aos consumidores finais. Os distribuidores têm a responsabilidade de manter, expandir e gerir as redes de distribuição de modo a garantir o fornecimento [24].

As empresas que prestam o serviço de distribuição de eletricidade no mercado espanhol são as seguintes: Endesa, Iberdrola, Union Fenosa, HC Energia e Viesgo. Cada empresa recebe uma remuneração pela prestação do serviço de distribuição, definida numa base anual através da *Lei 24/2013* [26].

A atividade de comercialização é realizada em regime livre e engloba todos os agentes que, tendo acesso à rede de distribuição, realizam a venda de energia elétrica aos consumidores. Os comercializadores liberalizados são livres de definir os preços praticados aos seus clientes. O preço praticado pelos comercializadores é composto por:

- preço de energia em mercado;
- tarifas dos segmentos regulados (transmissão e distribuição);
- margem de comercialização [24] [25].

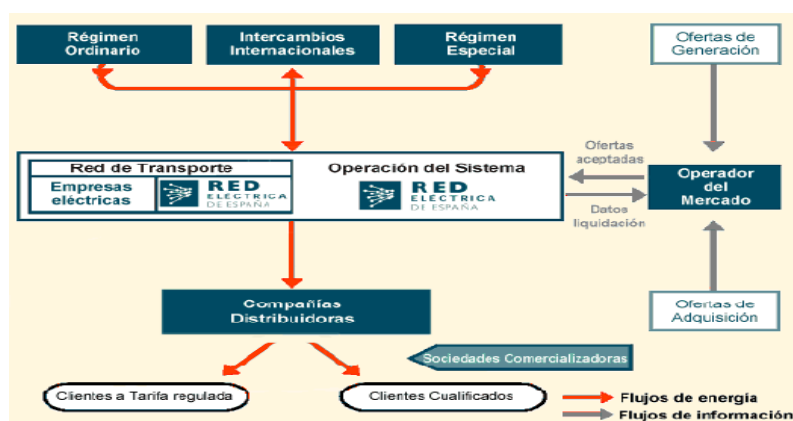


Figura 3.3 - Organização do Sistema Eléctrico Espanhol [27].

Os produtores de eletricidade e os comercializadores liberalizados ou clientes elegíveis podem também estabelecer contratos bilaterais sem participarem no mercado grossista. A partir de 1 de julho de 2009, os comercializadores de último recurso, nomeados pelo governo Espanhol, fornecem eletricidade aos clientes de último recurso [25].

3.3 - MIBEL - Mercado Ibérico de Eletricidade

3.3.1 - Percurso para o MIBEL

A criação do MIBEL resultou de uma iniciativa dos governos de Portugal e de Espanha para a cooperação na matéria de energia elétrica. Em 29 de junho de 1998 foi assinado um Memorando de Acordo entre o Ministério da Economia da República de Portugal e o Ministério da Indústria e Energia do Reino de Espanha, que visava identificar e avaliar a eliminação progressiva de obstáculos para a criação do Mercado Ibérico de Eletricidade [28].

Em 14 de novembro de 2001, foi assinado o Protocolo de Colaboração entre as Administrações de Portugal e de Espanha para a criação do Mercado Ibérico de Eletricidade. Neste protocolo, estabeleceram-se pontos importantes para a criação do MIBEL, de entre os quais se salienta:

- estabelecimento das etapas e procedimentos para a convergência dos sistemas elétricos de Portugal e Espanha;
- as administrações dos dois países comprometeram-se a coordenar posições com vista a promover o desenvolvimento das redes trans-europeias de energia;
- o reforço da capacidade de interligação de várias linhas;
- a coordenação do planeamento e expansão das redes de transporte, através do intercâmbio regular de informação;
- a identificação das barreiras legislativas e plano para a remoção desses obstáculos;
- o acesso ao mercado de todos os participantes em condições de igualdade, transparência e objetividade;
- a colaboração entre os Operadores de Sistema Ibéricos, REN e REE [28] [29].

Em 2002, foi apresentada uma proposta conjunta pelos dois reguladores do setor elétrico, CNE e ERSE em resposta ao requisitado pelos Governos de Portugal e Espanha no documento redigido no ano anterior e culminando no Modelo de Organização do Mercado Ibérico de Eletricidade. Neste documento definiu-se que a contratação de energia poderia processar-se através do mercado diário, dos mercados intradiários ou através de contratação bilateral física. Estas modalidades de contratação são geridas pelo OMI. Previa uma tarifa de garantia de potência a ser aplicada à aquisição de energia, independentemente do modo de contratação. Dado que existia uma capacidade interligação limitada, estava prevista a utilização de mecanismos de *market splitting* [28] [30].

Em outubro de 2004, em Santiago de Compostela, foi assinado um Acordo entre os dois países com o objetivo da criação e desenvolvimento de um mercado de eletricidade, denominado de “Mercado Ibérico da Energia Eléctrica”. Relativamente à operação do mercado o acordo referia:

- a criação de um Operador do Mercado Ibérico (OMI), com as funções anteriormente assumidas pelo OMIP e OMIE;
- o OMIP, Operador de Mercado Ibérico em pólo português, atuaria como a entidade gestora do mercado a prazo;
- o OMIE, Operador de Mercado Ibérico em pólo espanhol, atuaria como entidade gestora do mercado diário [28] [31].

O Artigo 5º deste Acordo referia que cada Operador do Sistema é responsável pela gestão técnica do sistema e pela garantia da continuidade e da segurança do fornecimento de energia elétrica, através da gestão dos serviços de sistema. Os Operadores de Sistema não podem efetuar operações de comercialização de energia elétrica e no prazo de um ano após a entrada em funcionamento do MIBEL, a REN e a REE teriam de fazer uma proposta aos respetivos governos para implementar uma solução definitiva para os contratos históricos de energia de que sejam titulares (CAE) [31].

O Artigo 11º consagrava a criação de um Conselho de Reguladores, integrando representantes da Entidade Reguladora Serviços Energéticos (ERSE), da *Comisión Nacional de Energía (CNE)*, da Comissão do Mercado de Valores Mobiliários (CMVM) e da *Comisión Nacional del Mercado de Valores (CNMV)* [31].

No sentido de efetivar a criação do MIBEL e em concordância com o Acordo de Santiago de Compostela, os Governos de Portugal e Espanha decidiram criar um Plano de Compatibilização Regulatória que assentava nas seguintes áreas:

- definição dos princípios gerais de organização e gestão do OMI a implementar até outubro de 2007;
- reforço da articulação entre os Operadores de Sistema;
- definição de regras comuns para aumentar a concorrência no MIBEL;
- incentivo à liberalização e definição de plano de convergência tarifária;
- implementação de um mecanismo de gestão das interligações baseado em *market splitting* e leilões explícitos que otimizem a utilização das interligações e a concorrência no contexto ibérico;
- harmonização dos mecanismos de garantia de potência tendo em consideração as especificidades de cada sistema a implementar até julho de 2007 [32].

O arranque efetivo do Mercado Ibérico de Eletricidade, em termos de mercado a prazo teve lugar em julho de 2006 e em termos de mercado diário teve lugar em julho de 2007.

3.3.2 - Organização e Estrutura do MIBEL

Os principais objetivos do MIBEL são os seguintes:

- beneficiar os consumidores de eletricidade de Portugal e Espanha, através da integração dos respetivos sistemas elétricos;
- estruturar o funcionamento do mercado com base nos princípios da transparência, livre concorrência, objetividade, liquidez, auto-financiamento e auto-organização;
- favorecer o desenvolvimento do mercado de eletricidade em ambos os países, através de uma metodologia única e integrada, para toda a Península Ibérica, de definição dos preços de referência;
- permitir a todos os participantes o livre acesso ao mercado, em condições de igualdade de direitos e obrigações, transparência e objetividade;
- favorecer a eficiência económica das empresas do sector eléctrico, promovendo a livre concorrência entre as mesmas [33].

O mercado grossista de eletricidade no enquadramento do MIBEL compreende atualmente o seguinte conjunto de modalidades de contratação:

- mercado de contratação a prazo, em que se estabelecem compromissos de produção e compra de eletricidade, gerido pelo OMIP;
- mercado de contratação à vista, composto por uma componente de contratação diária e uma componente intradiária, gerido pelo OMEL;
- mercados de serviços de sistema, em que se efetua o ajustamento de equilíbrio da produção e do consumo de eletricidade garantindo o seu equilíbrio. Estes mercados são geridos por cada Operador de Sistema;
- mercado de contratação bilateral, em que se efetuam contratos de compra e venda de eletricidade entre os agentes para os diversos horizontes temporais [34].

O funcionamento do MIBEL baseia-se num modelo misto, visto existirem dois mecanismos de interação entre a produção e o consumo. Deste modo, o MIBEL é constituído por um mercado em *Pool* simétrico voluntário, bem como pela possibilidade de estabelecimento de contratos bilaterais físicos e financeiros.

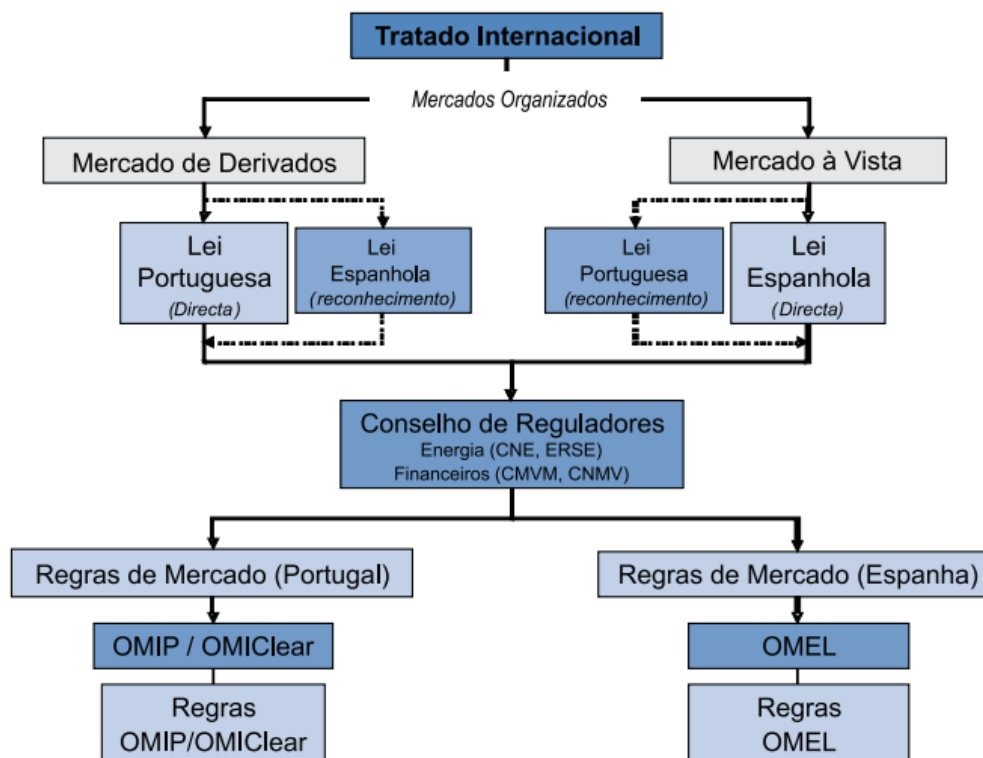


Figura 3.4 - Esquema organizativo do operador do MIBEL [35].

Como referido anteriormente, em 2002 foi consagrada a criação do Operador do Mercado Ibérico (OMI), composto por dois pólos: um pólo responsável pelo mercado à vista, a partir do operador já existente em Madrid (OMEL), e um pólo em Portugal, orientado para o mercado a prazo (OMIP). A estrutura deste mercado está ilustrada na Figura 3.4.

3.3.3 - OMIP

O OMIP - Operador de Mercado Ibérico Pólo Português - foi criado com o intuito de contribuir para a eliminação do risco de contraparte, próprio das operações a prazo, e para ultrapassar as limitações que existem nos negócios bilaterais. Possui também, com autonomia social, uma câmara de compensação, a OMIClear, que funciona como contraparte central e é responsável pela gestão das garantias e liquidações [35].

O OMIP disponibiliza os seguintes instrumentos de negociação:

- contratos de Futuros - contrato em que o comprador se compromete a adquirir eletricidade no período definido de entrega e o vendedor se compromete a disponibilizar essa mesma energia ao preço determinado no momento da transação. Estes contratos têm liquidações diárias (margens) entre o preço de transação e a cotação de mercado (a futuro) de cada dia. Os agentes não se relacionam diretamente

entre si, cabendo à câmara de compensação a responsabilidade pela liquidação das margens diárias e do contrato na data ou período de entrega;

- contratos *Forward* - contrato padronizado (volume nominal e notação de preço) de compra ou venda de energia para um determinado horizonte temporal, em que o comprador se compromete a adquirir eletricidade no período de entrega e o vendedor se compromete a colocar essa mesma eletricidade, a um preço determinado no momento da transação. Este contrato não tem liquidações diárias das margens durante o período de negociação, sendo a margem liquidada integralmente no dia de entrega física ou financeira. Os agentes compradores e vendedores não se relacionam diretamente entre si, cabendo à OMIClear a responsabilidade pela liquidação das margens diárias e do contrato na data ou período de entrega;
- Contratos *SWAP* - contrato padronizado, em que se troca uma posição em preço variável por uma posição de preço fixo, ou vice-versa, dependendo do sentido da troca. Este tipo de contratos destina-se a gerir ou tomar risco financeiro, não existindo, por isso, entrega do produto subjacente mas apenas a liquidação das margens correspondentes [36].

No OMIP, os produtos mais transacionados e, por isso, mais comuns são os contratos de Futuros.

3.3.4 - OMIE

O OMIE - Operador de Mercado Ibérico Pólo Espanhol - é responsável pela gestão económica do mercado diário e do mercado intradiário, cujas funções se encontram detalhadas nas secções 3.3.4.1 e 3.3.4.2.

3.3.4.1 - Mercado diário

O mercado diário é uma plataforma integrante do OMIE em que se transaciona eletricidade para entrega no dia seguinte ao da negociação. Através da ordenação de propostas de compra e de venda é formado o preço para cada uma das 24 horas do dia seguinte. Este procedimento é repetido todos os dias com vista à obtenção do preço de mercado para cada hora do dia seguinte [37].

O mercado diário tem um funcionamento em modelo de *Pool* simétrico, *Day Ahead Market*, voluntário e não obrigatório. A obtenção do preço de mercado foi descrita no Capítulo 2, Secção 2.2.2. O funcionamento do mercado implica que os agentes vendedores e compradores de Portugal e Espanha recebam e paguem o mesmo preço, respetivamente, o que se designa de preço marginal único [37].

Como o mercado diário compreende simultaneamente Portugal e Espanha, torna-se necessário prever o valor da capacidade de interligação comercialmente disponível em cada período de transação [37].

A existência de interligações é condição necessária para a integração dos mercados, mas não é condição suficiente para o seu adequado funcionamento. Para tal, é necessário que a interligação tenha capacidade tal que permita obter um preço único.

A Figura 3.5 representa a evolução prevista da capacidade de interligação entre Portugal e Espanha. Nos últimos anos têm sido realizados investimentos nas capacidades de interligação, com o aumento da capacidade das linhas existente e construção de novas linhas.

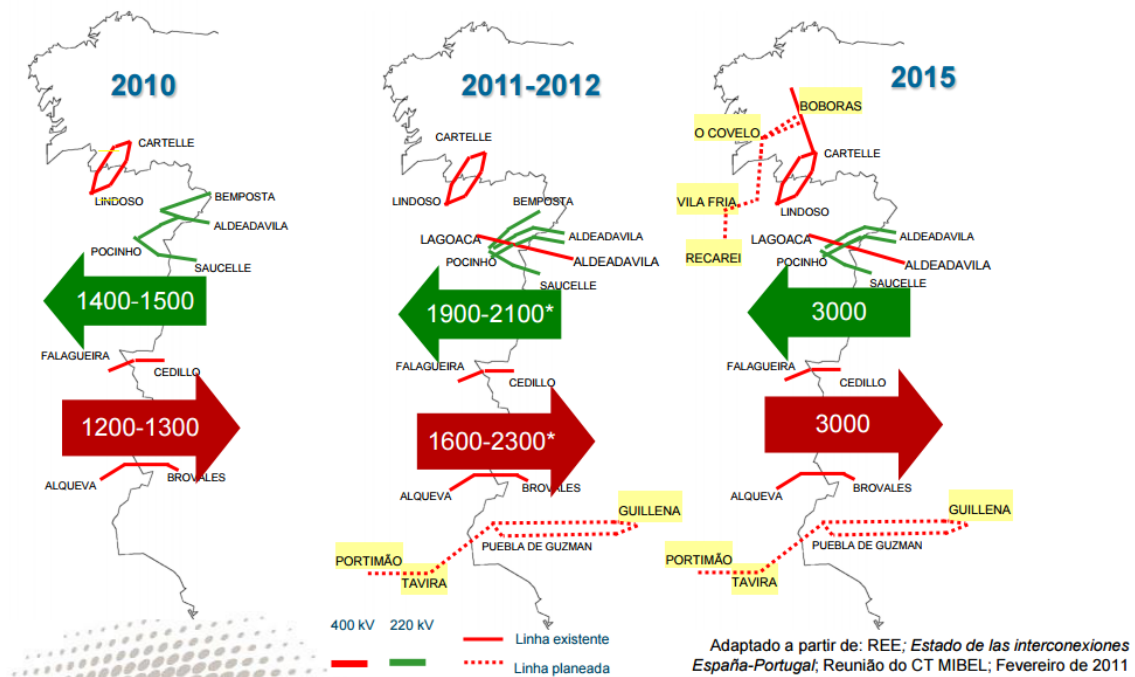


Figura 3.5 - Evolução da capacidade de interligação entre Portugal e Espanha [40].

Tendo em conta o despacho obtido pelo Operador de Mercado e a contratação bilateral, os Operadores de Sistema obtêm os trânsitos de potência nas linhas de interligação. Se não existir congestionamento, o preço é igual para todo o mercado Ibérico, preço marginal único.

Caso a capacidade de interligação não comporte os fluxos de energia transfronteiriços que o cruzamento de ofertas em mercado e contratos bilaterais determinam, as regras atuais de mercado especificam que se separe o mercado em duas zonas, uma correspondente a Portugal e outra correspondente a Espanha e que se encontrem preços para cada uma das áreas. No caso de serem atingidos os limites das interligações ocorre a separação do mercado, sendo os preços obtidos através de *market splitting* [37].

A Figura 3.6 ilustra o mecanismo de *market splitting* aplicado no Mercado Ibérico.

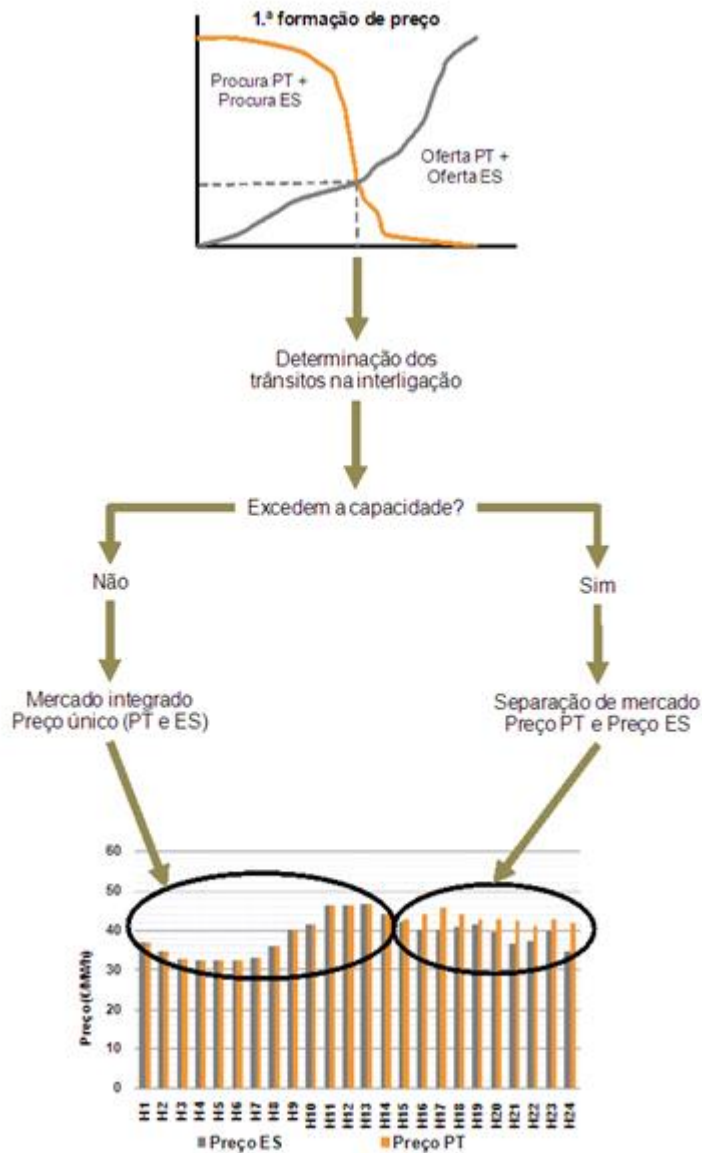


Figura 3.6 - Esquema ilustrativo do mecanismo de *market splitting* [37].

Quando os preços para cada uma das áreas de mercado não são iguais diz-se que existe um *spread* de preços entre elas. As razões para que ocorra separação de mercados estão associadas à organização estrutural da produção em cada uma das áreas, à insuficiência das capacidades de interligação ou ao comportamento dos agentes de mercado [37].

As ofertas de venda apresentadas ao Operador de Mercado podem ser simples ou integrar condições de complexidade. As propostas simples são ofertas de venda apresentadas para uma hora específica, em que os vendedores indicam o preço/quantidade para a unidade de produção da qual sejam titulares [38].

As ofertas complexas de venda são aquelas que, cumprindo com os requisitos exigidos para as ofertas simples, integram também alguma das condições técnicas ou económicas seguintes:

- condição de indivisibilidade - permite fixar, para cada hora, um valor mínimo de funcionamento;
- graduação de carga - permite estabelecer a diferença máxima entre a energia no início e no final de uma hora para uma unidade produção, o que limita a variação de energia em função do resultado da hora anterior e da seguinte, de modo evitar mudanças bruscas nas unidades de produção que tecnicamente não são possíveis de ocorrer;
- remuneração mínima - permite a realização de ofertas para todas as horas dos dias seguintes, tendo em atenção que se unidade de produção não obtiver uma remuneração superior a uma quantidade fixa, estabelecida em euros, acrescida de uma remuneração variável estabelecida em euro por MWh, a unidade de produção não participa no mercado;
- paragem programada - permite que, caso a unidade de produção tenha sido retirada por não cumprir a condição de remuneração mínima, realize uma paragem programada num tempo máximo de 3h. Evita-se assim a paragem desde o programa na última hora do dia anterior até à primeira hora do dia seguinte, mediante a aceitação do primeiro lanço para as três primeiras horas da sua oferta como ofertas simples, com a única condição de que a energia oferecida seja decrescente no primeiro lanço de cada hora [38].

Na Figura 3.7 são apresentadas as curvas de venda e de compra agregadas para a hora 7 do dia 18 de março de 2016. O cruzamento da curva das ofertas de venda com a curva da procura origina o preço de mercado. O preço de mercado resulta do cruzamento das curvas de compra (azul-claro) e da curva de venda (laranja). A consideração das condições de complexidade presentes em diversas ofertas de venda origina a passagem da curva de venda a laranja para a curva a vermelho.

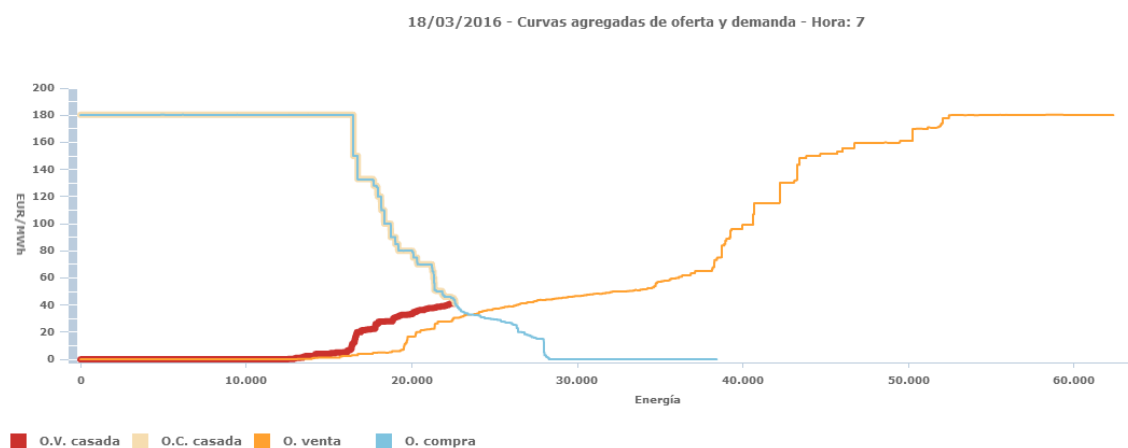


Figura 3.7 - Resultado do mercado diário para a hora 7 do dia 18 de Março de 2016 [39].

3.3.4.2 - Mercado intradiário

O mercado intradiário tem o objetivo de proceder a ajustes sobre o programa diário viável definitivo, mediante a apresentação de ofertas de venda e de aquisição de energia elétrica por parte dos agentes do mercado. Este mercado encontra-se atualmente estruturado em 6 sessões com o horário indicado na Figura 3.8. O número de sessões poderá aumentar no futuro.

	SESSÃO 1ª	SESSÃO 2ª	SESSÃO 3ª	SESSÃO 4ª	SESSÃO 5ª	SESSÃO 6ª
Abertura de sessão	17:00	21:00	01:00	04:00	08:00	12:00
Encerramento de sessão	18:45	21:45	01:45	04:45	08:45	12:45
Concertação	19:30	22:30	02:30	05:30	09:30	13:30
Recepção de desagregações de programa	19:50	22:50	02:50	05:50	09:50	13:50
Publicação PHF	20:45	23:45	03:45	06:45	10:45	14:45
Horizonte de programação (períodos horários)	27 horas (22-24)	24 horas (1-24)	20 horas (5-24)	17 horas (8-24)	13 horas (12-24)	9 horas (16-24)

Figura 3.8 - Horário de operação das sessões do mercado intradiário [41].

Poderão apresentar ofertas de venda ou de aquisição de energia elétrica no mercado intradiário os agentes habilitados para apresentar ofertas de venda de energia elétrica no mercado diário e os agentes que tiverem participado na sessão do mercado diário correspondente sobre o qual é aberta a sessão de mercado intradiário, ou executado contratos bilaterais físicos [41].

Homologamente ao que ocorre no mercado diário, também no mercado intradiário as ofertas de venda e de aquisição podem ser simples ou integrar condições de complexidade. As condições de complexidade são as seguintes:

- graduação de carga;
- pagamentos máximos;
- aceitação completa no resultado do primeiro lanço da oferta de compra;
- aceitação completa em cada hora no resultado 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 [41].

3.3.5 - Mercado de Serviços de Sistema

Como referido no Capítulo 2, Secção 2.2.6, os serviços de sistema têm o objetivo de garantir o correto funcionamento do sistema elétrico de energia, conferindo-lhe uma exploração segura e fiável. Os serviços de sistema englobam:

- Reserva de controlo primária;
- Reserva de controlo secundária;
- Reserva de controlo terciária;
- Controlo de Tensão e Potência Reativa;
- *Black Start*.

Dos serviços acima mencionados, apenas as reservas secundárias e terciárias são remuneradas em mercado, sendo estes mercados geridos pelos Operadores de Sistema, a REN e a REE. O controlo de tensão/potência reativa, a reserva primária e o *Black Start* têm carácter obrigatório e não remunerado em mercado.

3.3.4.4 - Cronologia do planeamento da Operação no MIBEL

Na figura seguinte apresenta-se a cronologia do planeamento da operação do MIBEL. As propostas de compra e de venda para o dia seguinte são apresentadas ao Operador de Mercado até às 11h do presente dia. Segue-se um período de 3h em que o Operador de Mercado e os Operadores do Sistema executam os despachos horários e verificam a viabilidade técnica dos resultados do mercado, respetivamente, tendo em conta os contratos bilaterais. Às 16h inicia-se a contratação de serviços auxiliares de modo a garantir uma exploração segura e fiável. De seguida, inicia-se a primeira sessão do mercado intradiário para os ajustes necessários. Às 0 horas do dia a que o despacho se refere os Operadores de Sistema gerem o sistema Ibérico em tempo real.

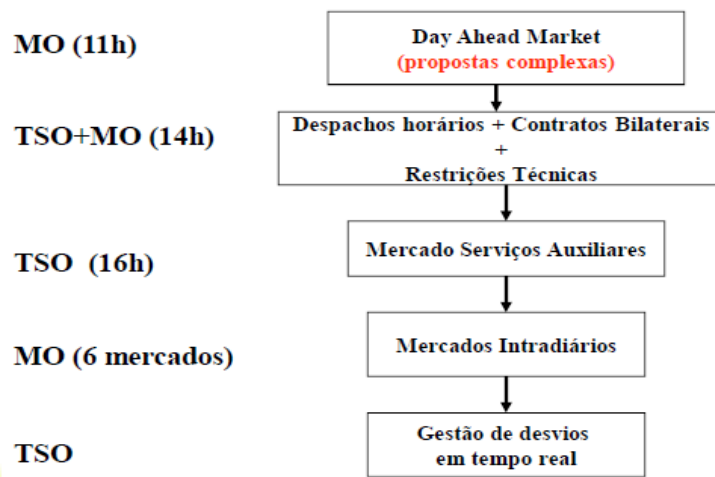


Figura 3.9 - Cronologia do planeamento da Operação no MIBEL [27].

3.4 - Produção em Regime Especial no Sistema Elétrico Português

O mercado de eletricidade apresenta particularidades relativas à Produção em Regime Especial, sendo toda a energia produzida através de fontes classificadas como PRE obrigatoriamente despachada sendo toda a energia comprada pelo Comercializador de Último Recurso de acordo com tarifas fixadas por regulamentação governamental.

3.4.1 - Evolução da PRE

A implementação de medidas ambientais e de políticas energéticas com o objetivo de reduzir as emissões de CO₂, de reduzir a dependência externa e incluindo incentivos económicos no sentido de aumentar e desenvolver a produção de energia de fontes renováveis, tem contribuído para o aumento da Produção em Regime Especial. A título de exemplo, o Decreto-Lei n.º 141/2010, de 31 de dezembro, fixa as metas de 31% do consumo final bruto de energia e 10% do consumo total de energia nos transportes com origem renovável até 2020. É considerada Produção em Regime Especial, pela definição anterior ao Decreto-Lei nº 215-A/2012 a:

- produção de energia elétrica com base em recursos hídricos limitados a 10 MW de potência instalada;
- produção de energia elétrica que utilize outras fontes de energia renovável, bem como com base em resíduos (urbanos, industriais e agrícolas);
- produção de energia elétrica por micro e mini-produção;
- produção de energia elétrica através de cogeração [42].

Atualmente, de acordo com o Artigo 18 do Decreto-Lei 215^a/2012, a produção de energia elétrica com base em todos recursos hídricos é considerada Produção em Regime Especial, apesar da sua produção não estar sujeita a regimes jurídicos especiais. Como referido anteriormente, será utilizada a definição anterior a este Decreto-Lei, visto os dados fornecidos e a informação disponibilizada serem baseados nessa definição.

A Figura 3.10 representa a evolução da Produção em Regime Especial por tecnologia desde 2000 até 2013. A maior evolução neste período deu-se na produção eólica, que apresentava um valor de 152,8 GWh em 2000 e de 11748,7 GWh em 2013, o que corresponde a um aumento de 11595,9 GWh. Na cogeração verificou-se também um crescimento considerável, mesmo ao nível da cogeração renovável. As restantes produções, como a fotovoltaica, a biomassa e as mini-hídricas também aumentaram a sua produção de energia, mas de forma menos significativa relativamente à eólica.

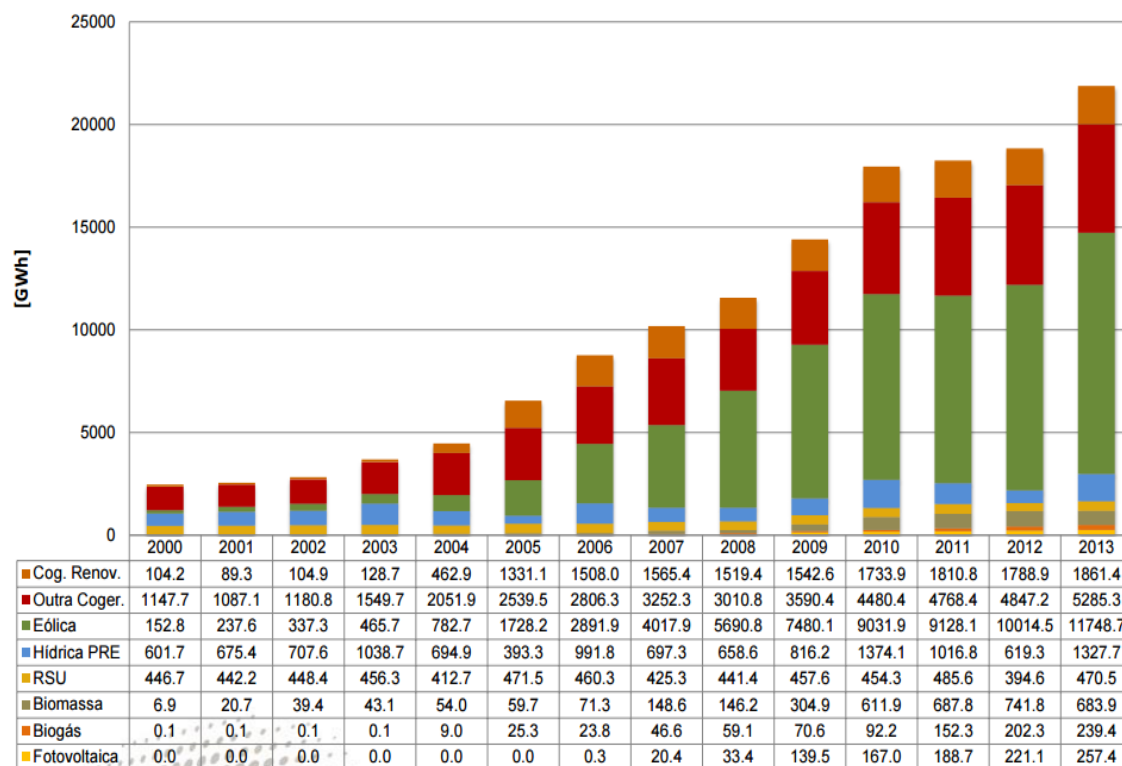


Figura 3.10 - Evolução da energia anual entregue à rede por tecnologia [43].

A Figura 3.11 apresenta a evolução da contribuição anual da PRE para a satisfação do consumo desde o ano de 2000 até ao ano de 2013. A partir de 2004 começa-se a assistir a um aumento considerável da contribuição anual da PRE para a satisfação do consumo, com o crescimento a acentuar-se nos anos seguintes. Desde de 2000, a PRE aumentou de uma contribuição de 6,5% da satisfação do consumo total, o que corresponde a uma produção acumulada de 2,5 TWh para 44,5% da satisfação do consumo, o que equivale a uma entrega à rede de 21,9 TWh em 2013. Neste período a contribuição anual da PRE para a satisfação do consumo aumentou portanto de 38%.

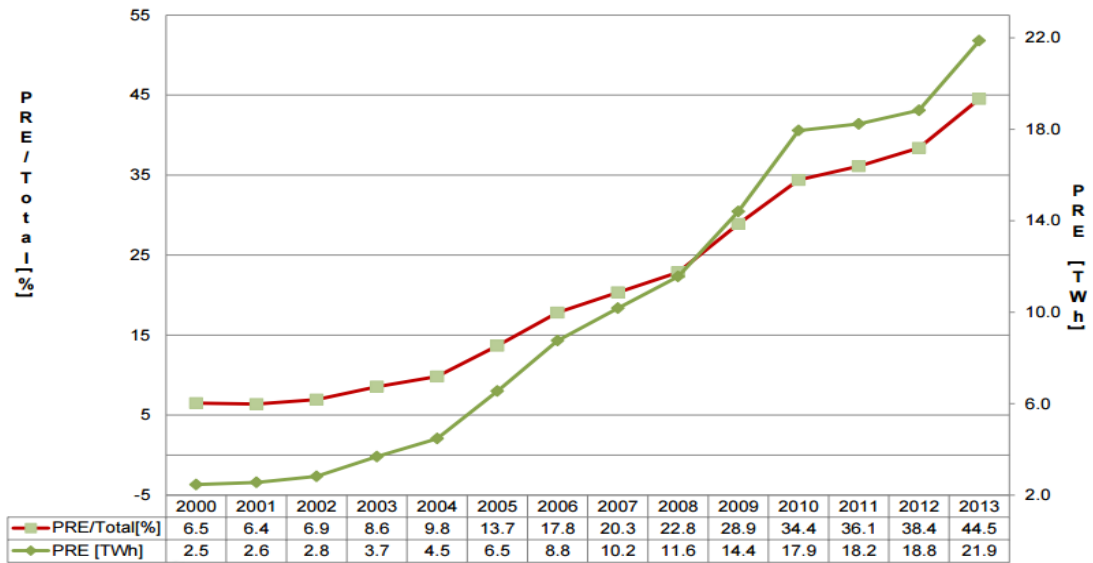


Figura 3.11 - Contribuição anual da PRE para a satisfação do consumo (%) e entregas anuais à rede (TWh) [43].

Nas Figuras 3.12 e 3.13, são apresentadas as evoluções do custo médio anual da PRE e do custo médio por tecnologia em 2013 e 2014, respetivamente. Em 2013, o custo médio anual da PRE foi de 105,3 €/MWh, sendo o preço de referência de mercado de 49 €/MWh, o que equivale a uma diferença de 56,3 €/MWh.

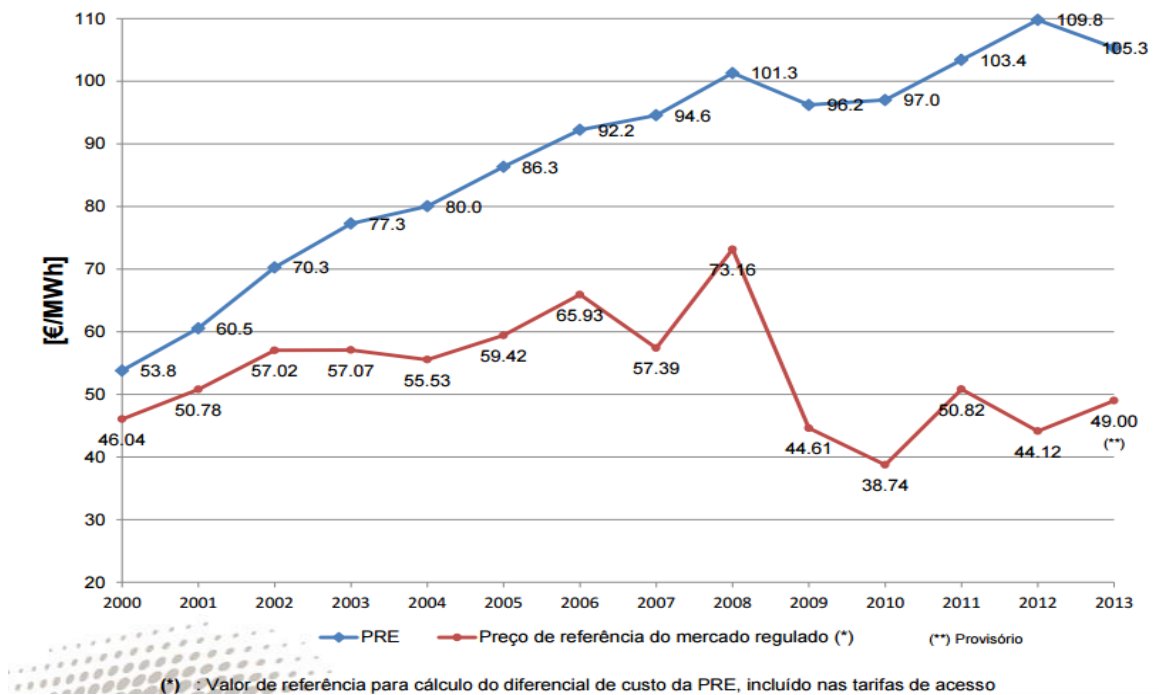


Figura 3.12 - Custo Médio Anual e preço de referência do mercado regulado (€/MWh) [43].

De acordo com a Figura 3.13, o custo médio por tecnologia em 2013 e 2014 situou-se entre os 85 €/MWh e os 117 €/MWh, excetuando a produção fotovoltaica que apresenta valores cerca de três vezes superiores aos restantes, com um custo de 334 €/MWh em 2013 e um custo de 317,4 €/MWh em 2014.

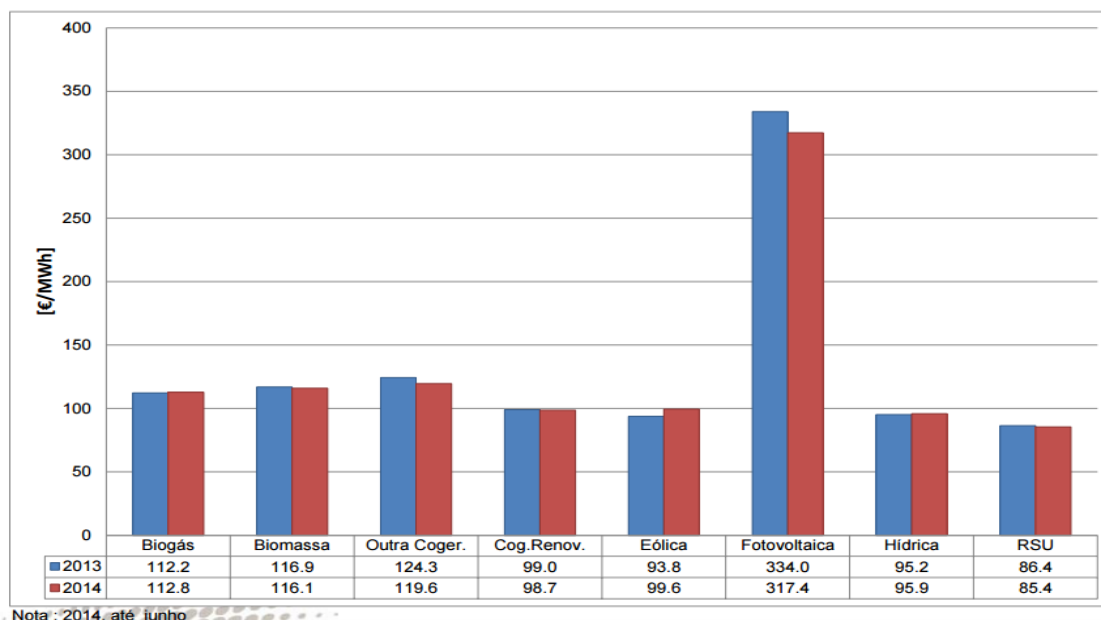


Figura 3.13 - Custo médio por tecnologia em 2013 e 2014 (€/MWh) [43].

3.4.2 - Tarifas do SEN

O sistema tarifário e a metodologia de cálculo das tarifas devem identificar adequadamente todas as atividades que cobrem a cadeia de valor, alocar corretamente os custos a cada atividade e evitar a subsídio cruzada entre atividades e agentes. As tarifas elementares que constituem o sistema tarifário português são as seguintes:

- Tarifa de Energia: reflete os custos marginais de produção de energia elétrica, encontra-se diferenciada em quatro períodos (cheia, ponta, vazio normal e supervazio);
- Tarifa de Uso Global do Sistema: proporciona os proveitos da atividade de uso global do sistema e da atividade de compra e venda de energia elétrica do agente comercial, incluindo os sobrecustos da PRE [44];
- Tarifas de Uso da Rede de Transporte: reflete os custos da atividade de transporte em MAT e em AT;
- Tarifas de Uso da Rede de Distribuição: reflete os custos da atividade de distribuição em AT, em MT e em BT;

- Tarifas de Comercialização: reflete os custos da atividade de comercialização dos comercializadores regulados.

A Figura 3.14 representa esquematicamente o sistema tarifário em Portugal. O sistema tarifário é aditivo e a adição das Tarifas de Uso da Rede de Transporte, de Uso da Rede de Distribuição e de Uso Global do Sistema dá origem à tarifa de Acesso às Redes paga por todos os clientes regulados e livres. Os clientes regulados, para além da Tarifa de Acesso às Redes, pagam igualmente Tarifas reguladas de Energia e de Comercialização. Por sua vez, os clientes livres pagam a tarifa de Acesso às Redes e suportam ainda custos não regulados de produção e de comercialização, tal como ilustrado na Figura 3.14.

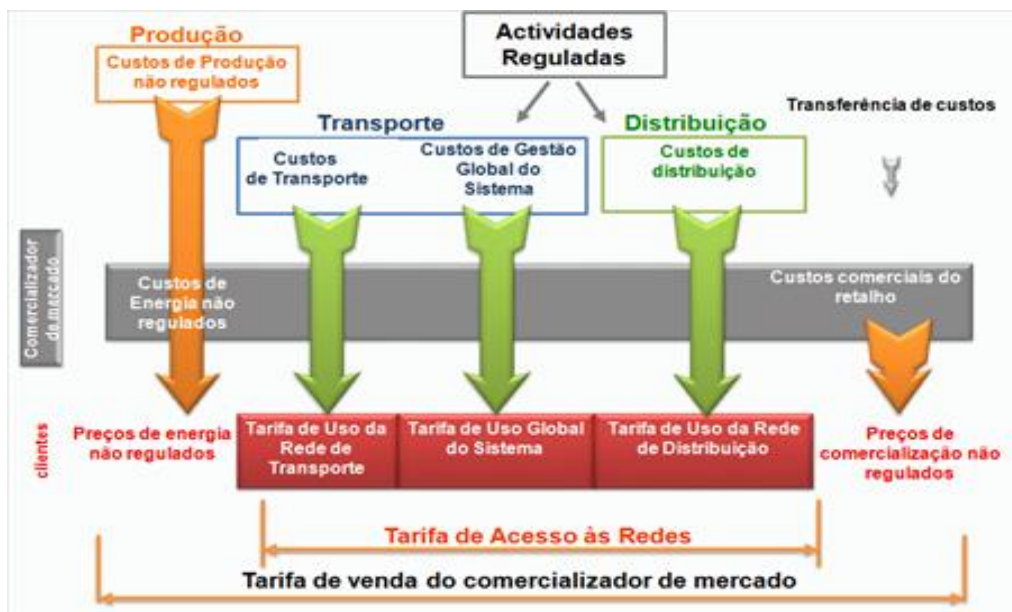


Figura 3.14 - Esquema do sistema tarifário [45].

Capítulo 4

Metodologia Implementada

4.1 - Descrição da Metodologia Implementada

No presente capítulo será explicado o método de trabalho utilizado no tratamento de dados e na obtenção de resultados, com um caso exemplificativo. O preço marginal e a quantidade de energia comercializada são obtidos pela interseção das curvas de venda e compra, como detalhado no Capítulo 2, Secção 2.2.2, pela Figura 2.4. Após recolhidos os dados da PRE, este valor é retirado na curva de vendas, reduzindo deste modo a amplitude do segmento a preço zero, o que provoca uma deslocação da curva para a esquerda. Posteriormente são obtidos o novo valor de preço marginal e o novo valor de quantidade de energia.

A Avaliação do Impacto da Produção em Regime Especial nos Preços do Mercado Ibérico foi realizada através da obtenção de novos valores de preço marginal, sendo retirado à curva de venda o segmento correspondente à PRE. Para tal, foi necessário obter as propostas de mercado que se encontram disponíveis no site do Operador de Mercado Ibérico Espanhol (OMIE) em http://www.omie.es/aplicaciones/datosftp/datosftp.jsp?path=/curva_pbc_uof/.

Os ficheiros disponibilizados encontram-se separados por dia, ou seja, cada ficheiro corresponde a um dia do ano. Dentro de cada ficheiro, é identificado o dia correspondente, com informação de quantidade de energia e de preço das propostas de venda e de compra relativa a cada dia. Encontram-se identificado para cada dia as propostas de venda e de compra casadas, ou seja, que foram aceites em mercado e as propostas de venda e de compra ofertadas, que englobam também as propostas que não entraram em mercado. Para cada hora é referido se existiu a ocorrência de *market splitting*, sendo que nestes casos são apresentadas as propostas separadas de Portugal e de Espanha.

A Figura 4.1 representa o ficheiro relativo ao dia 1 de janeiro de 2015, na qual é possível observar alguns valores para a hora 1. A coluna “País” indica se os valores dizem respeito ao MIBEL, ou só a Portugal ou Espanha, a coluna “Tipo de oferta” identifica se é uma oferta de venda (V) ou de compra (C), a coluna “Energia Compra/Venda” corresponde aos valores de

energia propostos por cada unidade, a coluna “Precio Compra/Venda” indica o preço proposto por cada unidade e a coluna “Ofertada/Comprada” indica se a proposta foi aceite em mercado.

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J
1	OMIE - Me	Fecha Emisión :31/12/2014 - 12:58		01-01-2015	Mercado diario					
2										
3	Hora	Fecha	Pais	Unidad	Tipo Oferta	Energía Compra/Venta	Precio Compra/Venta	Ofertada (O)/Casada (C)		
4	1	01-01-2015	MI	SESC01	C	2,7	180,3	O		
5	1	01-01-2015	MI	GEGC01	C	1,2	180,3	O		
6	1	01-01-2015	MI	ECSCCA1	C	4,2	180,3	O		
7	1	01-01-2015	MI	GEM2C01	C	3	180,3	O		
8	1	01-01-2015	MI	GALPC01	C	7,2	180,3	O		
9	1	01-01-2015	MI	BECOC01	C	15,9	180,3	O		
10	1	01-01-2015	MI	ONDRM02	C	0,1	180,3	O		
11	1	01-01-2015	MI	ONDRM03	C	0,1	180,3	O		
12	1	01-01-2015	MI	ONDRM05	C	1,4	180,3	O		
13	1	01-01-2015	MI	ONDRM06	C	0,4	180,3	O		
14	1	01-01-2015	MI	ONDRM08	C	0,8	180,3	O		
15	1	01-01-2015	MI	ONDRM09	C	1	180,3	O		
16	1	01-01-2015	MI	ONDRM12	C	0,1	180,3	O		
17	1	01-01-2015	MI	ONDRM07	C	0,9	180,3	O		
18	1	01-01-2015	MI	ONDRM10	C	0,2	180,3	O		
19	1	01-01-2015	MI	VIECC01	C	779,9	180,3	O		
20	1	01-01-2015	MI	LAUEC01	C	37,1	180,3	O		
21	1	01-01-2015	MI	ECYRC01	C	0,1	180,3	O		
22	1	01-01-2015	MI	ECYRREX	C	5,1	180,3	O		
23	1	01-01-2015	MI	HCGC01	C	1.202,10	180,3	O		

Figura 4.1 - Excerto do ficheiro relativo à hora 1 do dia 1 de janeiro de 2015.

Os valores relativos à PRE em Portugal por tecnologia, foram fornecidos pelos Eng. José Sousa e Eng. Virgílio Mendes da EDP - Gestão da Produção de Energia, S.A. Numa reunião com estes colaboradores da EDP - Gestão da Produção de Energia, S.A, foi sugerido o estudo do impacto dos fios-de-água adicionada à PRE Total de Portugal. Na Figura 4.2 encontram-se um excerto dos dados fornecidos pela EDP Produção em que a produção está separada por tipos de tecnologias.

Descrição da Metodologia Implementada 49

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	N	O	P	Q	R	S
1	Date	Hora	Coal	Fuel Oil	Natural Gas	Reservoirs	Run-of-river	Imports	Exports	SSG Hydro	SSG Thermal	SSG Wind	Photovoltaic	SSG Wave	Pumping	Demand		Sum	Sum + Co2
2	01-01-2015	0:00	1757,1	0	0	1258,55	890,5	53,95	0	75,15	802,125	516,55	0	0	0	5342,1	-11,825	1393,825	2284,325
3	01-01-2015	1:00	1756,7	0	0	782,05	497,525	683,275	0	69,3	796,025	555,1	0	0	0	5120,225	-19,75	1420,425	1917,95
4	01-01-2015	2:00	1756,1	0	0	400,6	321,825	976,025	0	69,05	802,025	600,575	0	0	138,05	4761,275	-26,875	1471,65	1793,475
5	01-01-2015	3:00	1756,6	0	0	167,55	330,85	1011,8	0	72,05	802,65	709,65	0	0	390,15	4439,6	-21,4	1584,35	1915,2
6	01-01-2015	4:00	1757,5	0	0	151,7	327,175	1075,25	0	82,2	803,275	724	0	0	666,05	4236,4	-18,65	1609,475	1936,65
7	01-01-2015	5:00	1757,9	0	0	124,775	484,95	924,375	0	83,575	803,775	768,775	0	0	809,1	4120,375	-18,65	1656,125	2141,075
8	01-01-2015	6:00	1757	0	0	248,45	547,175	348,3	0	84,45	811,2	729,8	0	0	434,375	4074,25	-17,75	1625,45	2172,625
9	01-01-2015	7:00	1648,1	0	0	435,85	443,325	401,15	0	89,725	809,475	870,775	0,2	0	756,075	3923,825	-18,7	1770,175	2213,5
10	01-01-2015	8:00	1422,7	0	0	405,95	602,4	268,6	0	150,275	808,95	849,975	35,875	0	655,4	3872,075	-17,25	1845,075	2447,475
11	01-01-2015	9:00	1384,3	0	0	281,375	591,6	112,7	0	166,425	810,175	804,325	117,825	0	76,65	4153,975	-38,1	1898,75	2490,35
12	01-01-2015	10:00	1384,7	0	0	289,6	473,1	499,8	0	162,225	806,4	779,55	159,95	0	0	4517,425	-37,9	1908,125	2381,225
13	01-01-2015	11:00	1395,3	0	0	450,225	504,025	784,5	0	160,4	804,125	625,1	171,75	0	0	4863,4	-32,025	1761,375	2265,4
14	01-01-2015	12:00	1522,1	0	0	481,475	529,175	1041,325	0	160	799,55	353,075	177,75	0	0	5033,475	-30,975	1490,375	2019,55
15	01-01-2015	13:00	1720,5	0	0	871,05	391,425	515,6	0	155,95	788,95	219,425	174,075	0	0	4805,95	-31,025	1338,4	1729,825
16	01-01-2015	14:00	1757,4	0	0,1	601,025	341,825	934,425	0	148,975	753,375	132,725	160,325	0	227,925	4576,15	-26,1	1195,4	1537,225
17	01-01-2015	15:00	1756,7	0	90,1	647,4	187,275	868,15	0	143,85	765,4	89,625	124,025	0	99,55	4551,025	-21,95	1122,9	1310,175
18	01-01-2015	16:00	1755,3	0	129,9	1088,8	288,6	298	0	151,5	792,55	114,375	48,65	0	0	4656,6	-11,075	1107,075	1395,675
19	01-01-2015	17:00	1755,3	0	270,3	2071,575	737,1	0	646,85	153,15	793,15	167,875	1,075	0	0	5293,9	-8,775	1115,25	1852,35
20	01-01-2015	18:00	1755,4	0	341,9	2249,825	967,775	0	466,9	163,575	798,1	224,625	0	0	0	6025,325	-8,975	1186,3	2154,075
21	01-01-2015	19:00	1755,9	0	350,9	2260,325	947,8	0	314,675	174,175	794,6	275,7	0	0	0	6235,925	-8,8	1244,475	2192,275
22	01-01-2015	20:00	1756,9	0	376,5	2214,95	1020,5	0	260,025	175,35	791,275	241,35	0	0	0	6307,925	-8,875	1207,975	2228,475
23	01-01-2015	21:00	1756,7	0	372,3	2211,95	964,975	0	271,85	154,4	790,875	227,325	0	0	0	6197,575	-9,1	1172,6	2137,575

Figura 4.2 - Excerto do ficheiro fornecido pela EDP Produção com as diversas tecnologias relativo ao dia 1 de janeiro de 2015.

Os dados da PRE do MIBEL encontram disponíveis no site do Operador de Mercado Ibérico Espanhol em: http://www.omie.es/aplicaciones/datosftp/datosftp.jsp?path=/pdbc_stota/.

Os ficheiros disponibilizados encontram-se separados por dia, ou seja, cada ficheiro corresponde a um dia do ano. Nestes ficheiros encontram-se, à semelhança do ficheiro fornecido pela EDP Produção, discriminado os valores por hora para os diversos tipos de produção, para Portugal, Espanha e MIBEL.

De seguida apresentam-se os passos executados na análise de dados:

1. Obtenção dos ficheiros através do site do OMIE, como referido anteriormente, e dos ficheiros fornecidos pela EDP - Gestão da Produção de Energia. Os ficheiros obtidos no site do OMIE têm de ser convertidos para um formato suportado pelo *excel*, logo foram convertidos para o formato *.csv*.
2. Organizar os ficheiros de modo a ser mais fácil realizar os cálculos.
3. O programa recolhe os valores do ficheiro “curva_pbc_uof_2015xx”, analisa o tipo de ofertas e se estas são ofertadas ou casadas e organiza-os em matrizes com 24 linhas, correspondendo cada linha a uma hora do dia e cada coluna ao tipo de oferta, guardando assim os valores de energia e de preço, para as ofertas de venda casadas, vendas ofertadas, compras casadas e compras ofertadas.
4. Criar no programa uma rotina semelhante à anterior que acede aos ficheiros “pdbc_stota_2015xxxx”, que contém a informação relativa à Produção em Regime

Especial do MIBEL e guardar a informação num vetor. Aceder aos ficheiros que contêm os dados da Produção em Regime Especial de Portugal, criar vetores para a PRE Eólica, PRE Fotovoltaica, PRE Térmica, PRE Portugal e PRE Portugal com fios-de-água e guardar os valores em cada vetor.

5. Identificar através do programa implementado a última proposta aceite em mercado.
6. Identificar os pontos de compra e venda necessários para a construção da reta que aproxima as curvas de oferta de compra e de venda. Numa reunião com o orientador ficou definido que na curva de compra o ponto escolhido seria o correspondente à última proposta a preço 180,3 €/MWh e para a curva de venda o ponto escolhido seria o correspondente à última proposta a preço 0 €/MWh.
7. Construção das retas que aproximam as curvas de venda e de compra a partir dos pontos obtidos.
8. Criar uma rotina para efetuar os cálculos necessários para a construção dos novos valores de energia e de preço para cada caso.
9. Escrita numa folha de *excel* os novos valores de energia, de preço e variação de preço por tecnologia e por hora.

No caso da existência de *market splitting*, só é analisado o caso de Portugal, visto não serem conhecidos os valores da Produção em Regime Especial por tecnologia de Espanha. Deste modo nos documentos “pdbc_stota_2015xxxx”, na coluna país são analisados só os dados para o MIBEL (MI) ou para Portugal (PT).

A Figura 4.3 apresenta o fluxograma adotado para o cálculo e obtenção de resultados.

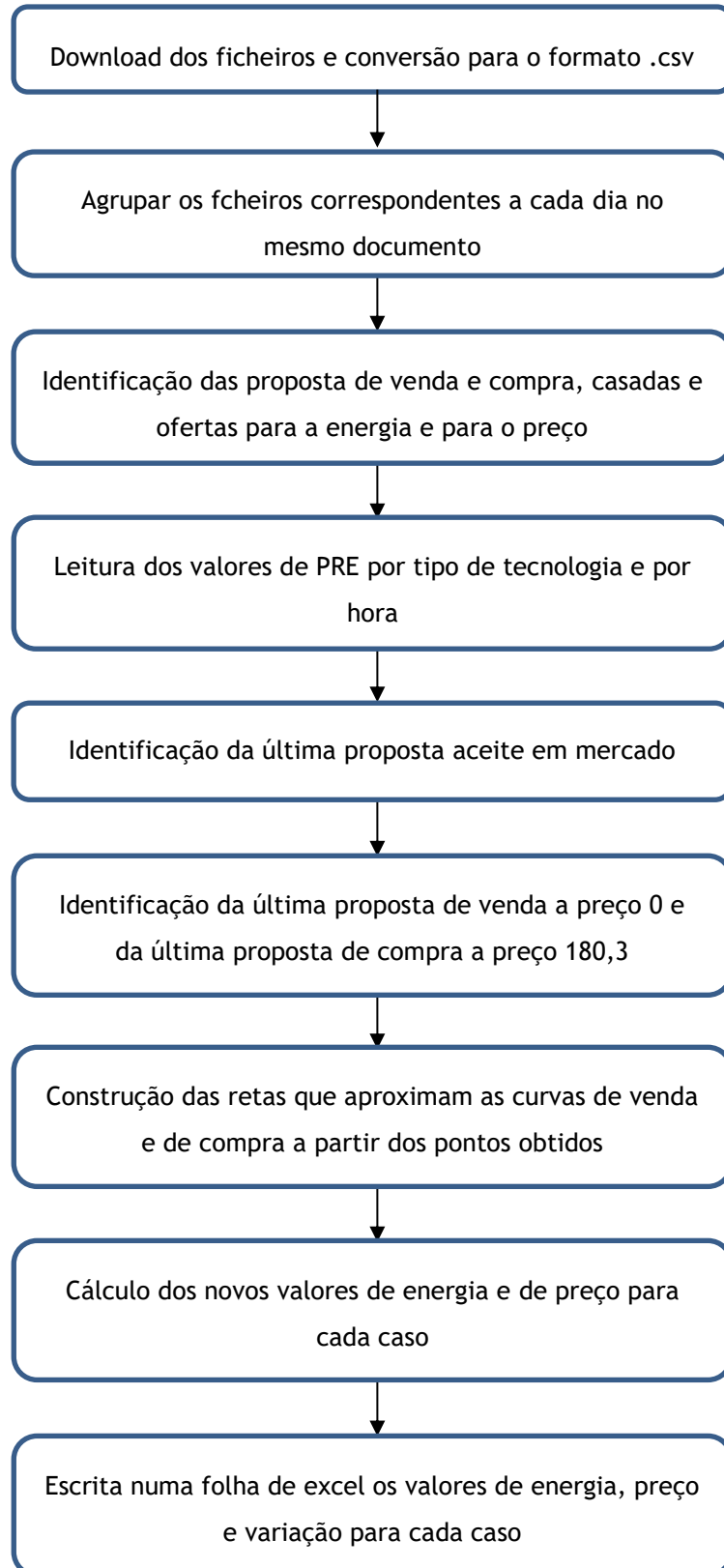


Figura 4.3 - Fluxograma representativo do processo executado.

4.2 - Exemplificação: Hora 1 do dia 1 de março de 2015

Nesta secção é apresentado um exemplo para tornar mais esclarecedor o processo de obtenção de resultados. Deste modo foi escolhida para exemplo a hora 1 do dia 1 de março de 2015, bem como posteriormente o estudo para o dia completo. De seguida é analisado a influência da PRE Eólica, da PRE Fotovoltaica, da PRE Térmica, da PRE Portugal, da PRE MIBEL e da PRE Portugal somada da energia proveniente de fios-de-água. Nessa hora não ocorreu *Market Splitting*.

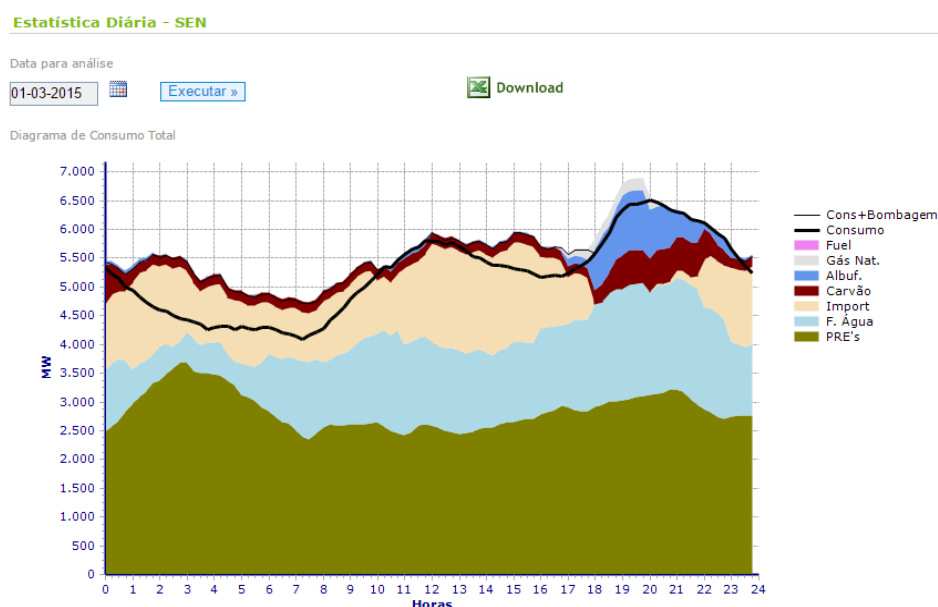


Figura 4.4 - Diagrama de Consumo Total para o dia 1 de março de 2015.

Os valores de energia e de preço finais do mercado para a hora 1 do dia 1 de março de 2015 são os presentes na Tabela 4.1.

Tabela 4.1 – Valores de energia e de preço de mercado para a hora 1 do dia 1 de março de 2015.

Energia Mercado (MWh)	Preço Mercado (€/MWh)
22184	35,02

De seguida apresentam-se os valores de PRE, energia sem PRE, preço e variação para cada um dos casos referidos. Neste período verificou-se uma elevada produção de energia através de parques eólicos em Portugal, 1679,775 MWh, o que implica uma variação do preço de 6,29 €/MWh, passando o preço dos 35,02 €/MWh para os 41,31 €/MWh se esta energia não fosse considerada.

Tabela 4.2 – Valores de energia e de preço de mercado sem a presença de PRE Eólica para a hora 1 do dia 1 de março de 2015.

PRE Eólica (MWh)	Energia sem PRE (MWh)	Preço (€/MWh)	Varição (€/MWh)
1679,775	21978,47	41,31	6,29

Na Tabela 4.3 a presença de Produção em Regime Especial de origem Fotovoltaica é nula devido ao período escolhido para exemplificação ser uma hora durante a noite.

Tabela 4.3 – Valores de energia e de preço de mercado sem a presença de PRE Fotovoltaica para a hora 1 do dia 1 de março de 2015.

PRE Fotovoltaica (MWh)	Energia sem PRE (MWh)	Preço (€/MWh)	Varição (€/MWh)
0	22184	35,02	0

A ausência de 835,3 MWh de PRE Térmica, no período definido implicaria uma variação de 3,12 €/MWh, correspondendo a um aumento de 35,02 €/MWh para 38,14 €/MWh.

Tabela 4.4 – Valores de energia e de preço de mercado sem a presença de PRE Térmica para a hora 1 do dia 1 de março de 2015.

PRE Térmica (MWh)	Energia sem PRE (MWh)	Preço (€/MWh)	Varição (€/MWh)
835,3	22081,8	38,14	3,12

Neste período a Produção em Regime Especial foi de 2638,85 MWh, o que corresponderia a um aumento do preço para 44,89 €/MWh, uma diferença de 9,87 €/MWh.

Tabela 4.5 – Valores de energia e de preço de mercado sem a presença de PRE Térmica para a hora 1 do dia 1 de março de 2015.

PRE Portugal (MWh)	Energia sem PRE (MWh)	Preço (€/MWh)	Varição (€/MWh)
2638,85	21861,13	44,89	9,87

O impacto da Produção em Regime Especial é particularmente perceptível no caso do MIBEL, verificando-se neste caso específico que o preço aumentaria de 35,02 €/MWh, preço com presença de PRE, para 89,85 €/MWh, preço sem presença de PRE, correspondendo a um aumento de 54,83 €/MWh. Este facto é justificável devido à elevada quantidade de PRE produzida no Mercado Ibérico, 14650,1 MWh, neste período.

Tabela 4.6 – Valores de energia e de preço de mercado sem a presença de PRE MIBEL para a hora 1 do dia 1 de março de 2015.

PRE MIBEL (MWh)	Energia sem PRE (MWh)	Preço (€/MWh)	Varição (€/MWh)
14650,1	20391,5	89,85	54,83

Na Tabela 4.7 apresentam-se os novos valores de energia e de preço para o caso sem PRE de Portugal somada da energia proveniente de fios-de-água. A terminologia adotada para o nome “PRE Portugal + r.o.r” é derivada da tradução do inglês de fios-de-água, ou seja, *run-of-river* (r.o.r). A presença de 3671,525 MWh implica uma variação de preço de 13,74 €/MWh.

Tabela 4.7 – Valores de energia e de preço de mercado sem a presença de PRE Portugal + r.o.r para a hora 1 do dia 1 de março de 2015.

PRE Portugal + r.o.r (MWh)	Energia sem PRE (MWh)	Preço (€/MWh)	Varição (€/MWh)
3671,525	21734,77	48,76	13,74

4.3 - Exemplificação: Dia 1 de março de 2015

A Figura 4.5 representa um excerto do ficheiro com os resultados obtidos para o dia 1 de março de 2015 para as diferentes horas do dia e para os vários tipos de PRE em análise. No Capítulo 5 é feita um estudo para todos os meses do ano 2015.

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	N	O	P	Q	R
				Sem PRE Eólica				Sem PRE Fotovoltaica				Sem PRE Térmica				Sem PRE Portugal		
	Energia	Preço	PRE	Energia	Preço	Varição	PRE	Energia	Preço	Varição	PRE	Energia	Preço	Varição	PRE	Energia	Preço	
3	Hora	Mercado (€/MWh)	(MWh)	(MWh)	(€/MWh)	(€/MWh)	(MWh)	(MWh)	(€/MWh)	(€/MWh)	(MWh)	(MWh)	(€/MWh)	(€/MWh)	(MWh)	(MWh)	(€/MWh)	
4	1	22845,9	53,1	572,85	22760,25	55,78487	2,684869	0	22845,9	53,1	7,11E-15	860,4	22717,26	57,13258	4,032577	1574,075	22610,55	60,477
5	2	20765,9	49,29	609,4	20662,7	52,27646	2,986461	0	20765,9	49,29	-7,1E-15	856,65	20620,83	53,48815	4,198148	1607,95	20493,6	57,170
6	3	19450,4	46,08	632,075	19343,35	49,443	3,363001	0	19450,4	46,08	0	849,95	19306,45	50,60222	4,522221	1627,8	19174,71	54,740
7	4	18829,9	44,4	665,175	18707,72	48,40658	4,006577	0	18829,9	44,4	-7,1E-15	849,25	18673,91	49,51532	5,115324	1666,125	18523,88	54,435
8	5	18571,6	41,96	712,675	18443	46,26897	4,308968	0	18571,6	41,96	7,11E-15	808,725	18425,67	46,8497	4,889704	1674,575	18269,42	52,08
9	6	18979,4	45,51	734,375	18852,53	49,58534	4,075339	0	18979,4	45,51	-7,1E-15	802,925	18840,69	49,96575	4,45575	1687,9	18687,8	54,876
10	7	20933	51,1	755,35	20811,8	54,86163	3,761633	0	20933	51,1	-7,1E-15	824	20800,78	55,20351	4,103509	1723,6	20656,43	59,68
11	8	23007,2	55,49	624,1	22910,51	58,47875	2,988747	8,2	23005,93	55,52927	0,039269	998,875	22852,44	60,2735	4,783504	1781,175	22731,24	64,019
12	9	25436,8	60,19	502,5	25363,33	62,37196	2,181962	47,9	25429,8	60,39799	0,207992	1009,95	25289,14	64,57542	4,385418	1766,775	25178,49	67,861
13	10	27692,8	63,5	419,75	27626,51	65,23253	1,732528	87,8	27678,93	63,8624	0,362397	1032,925	27529,68	67,76342	4,263422	1773,725	27412,69	70,821
14	11	28830,9	61,69	371,05	28770,1	63,2206	1,530604	120,35	28811,18	62,18645	0,496451	1033,4	28661,58	65,95284	4,262837	1763,975	28541,88	68,96
15	12	28881,2	58,69	373,325	28819,63	60,26647	1,576468	153,825	28855,83	59,33957	0,649568	1046,85	28708,54	63,11061	4,420613	1808,025	28582,99	66,324
16	13	28840,5	57,19	460,075	28765,1	59,17653	1,986525	191,65	28809,09	58,01751	0,827512	1041,8	28669,77	61,68831	4,498315	1928,6	28524,44	65,517
17	14	28976,8	57,69	563,275	28888,95	60,09111	2,401115	221,1	28942,32	58,6325	0,9425	1029,175	28816,29	62,07714	4,387142	2044,85	28657,88	66,406
18	15	27887,9	53,69	658,35	27788,86	56,59426	2,904255	259,55	27848,85	54,83498	1,144983	1024,125	27733,83	58,20784	4,51784	2163,825	27562,37	63,235
19	16	27363,3	51,8	889,65	27229,61	55,80348	4,003479	228,575	27328,95	52,8286	1,028601	1023,55	27209,49	56,40604	4,606037	2363,65	27008,11	62,436
20	17	27144,7	51,8	1210,3	26952,14	57,14977	5,349772	158,05	27119,55	52,49861	0,698613	1036,725	26979,75	56,38254	4,582535	2625,45	26726,98	63,405
21	18	26918,6	52,52	1090,325	26755,96	57,19495	4,674951	72,8	26907,74	52,83214	0,312142	1053,975	26761,38	57,03909	4,519094	2433,375	26555,62	62,95
22	19	26875,7	55,49	953,275	26759,1	59,36545	3,875453	2,025	26875,45	55,49823	0,008232	1066,75	26745,22	59,82678	4,336776	2243,725	26601,26	64,611
23	20	28835,9	67,19	1003,3	28710,14	71,28875	4,09875	0	28835,9	67,19	0	1070,125	28701,77	71,56175	4,371748	2293,6	28548,41	76,559

Figura 4.5 - Excerto do ficheiro com os resultados obtidos para o dia 1 de março de 2015.

De seguida são apresentados gráficos por cada caso em análise, nos quais estão representados os valores de preço de mercado inicial e os valores de preço obtidos sem a PRE Eólica, sem a PRE Fotovoltaica, sem a PRE Térmica, sem a PRE Portugal, sem a PRE MIBEL e sem a PRE Portugal somada da energia proveniente de fios-de-água, respetivamente.

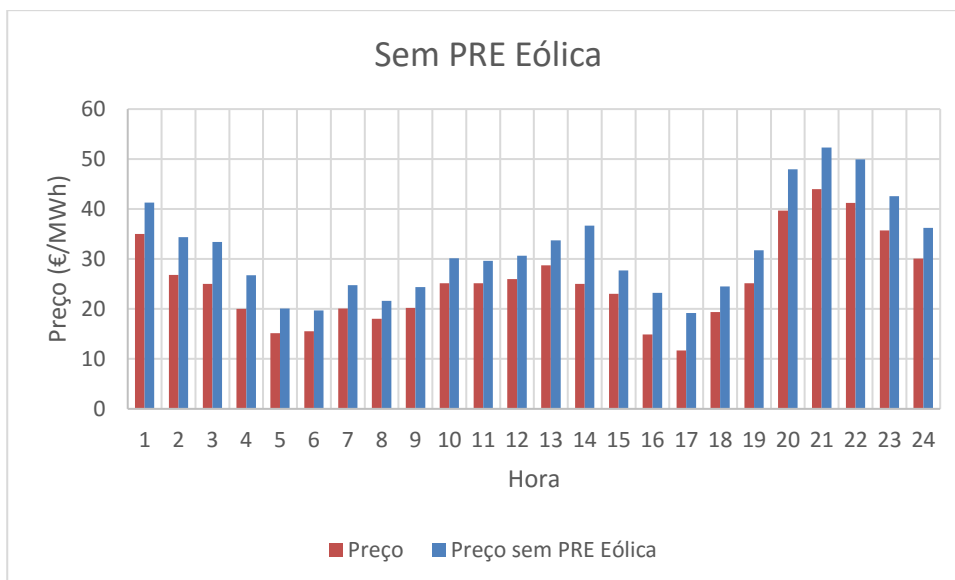


Figura 4.6 - Variação ao longo do dia 1 de março dos valores de preço iniciais e sem PRE Eólica.

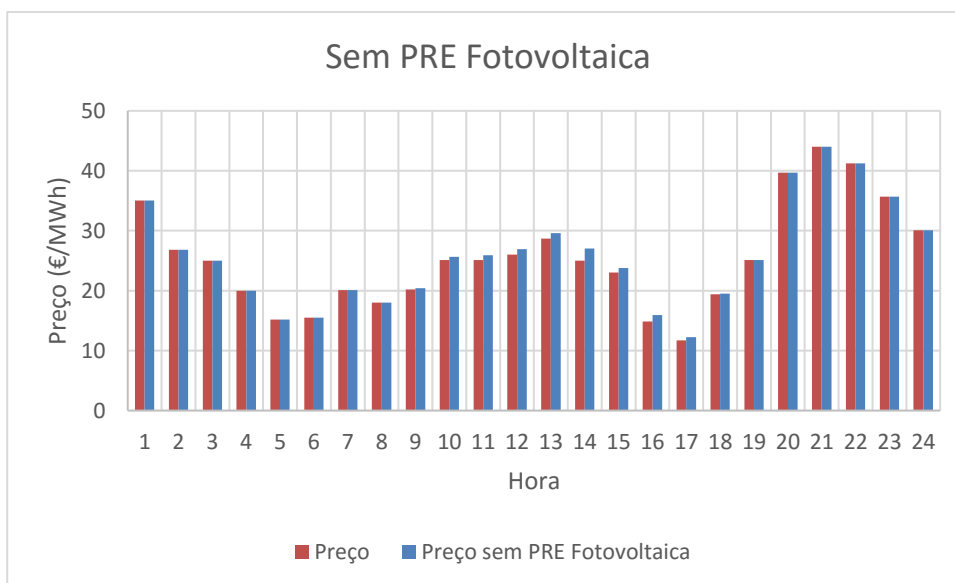


Figura 4.7 - Variação ao longo do dia 1 de março dos valores de preço iniciais e sem PRE Fotovoltaica.

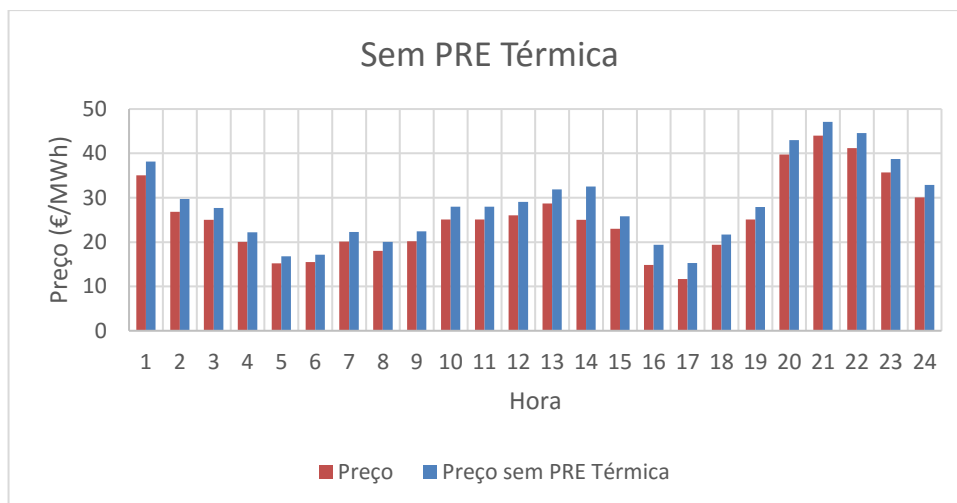


Figura 4.8 - Variação ao longo do dia 1 de março dos valores de preço iniciais e sem PRE Térmica.

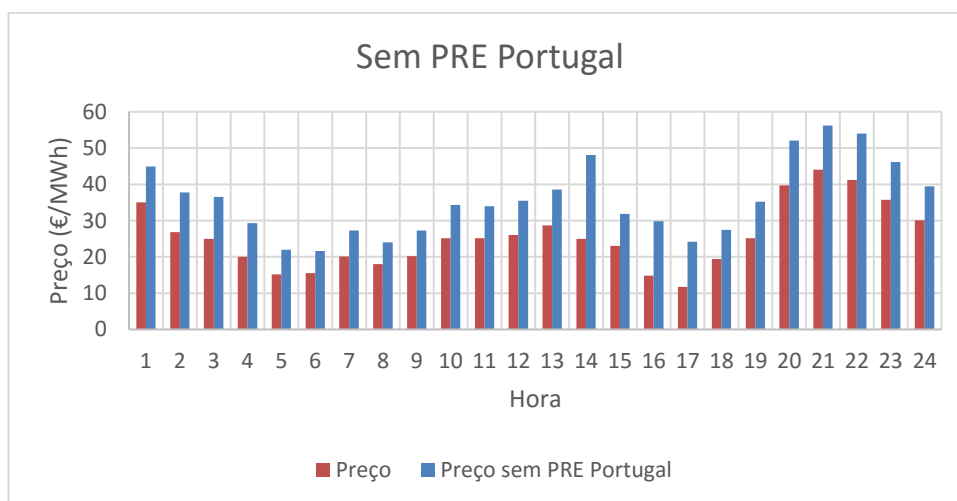


Figura 4.9 - Variação ao longo do dia 1 de março dos valores de preço iniciais e sem PRE Portugal.

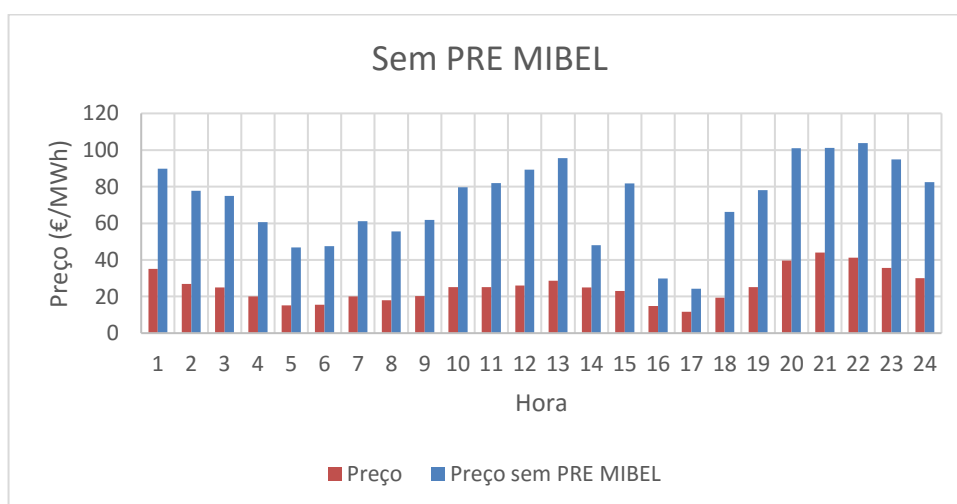


Figura 4.10 - Variação ao longo do dia 1 de março dos valores de preço iniciais e sem PRE MIBEL.

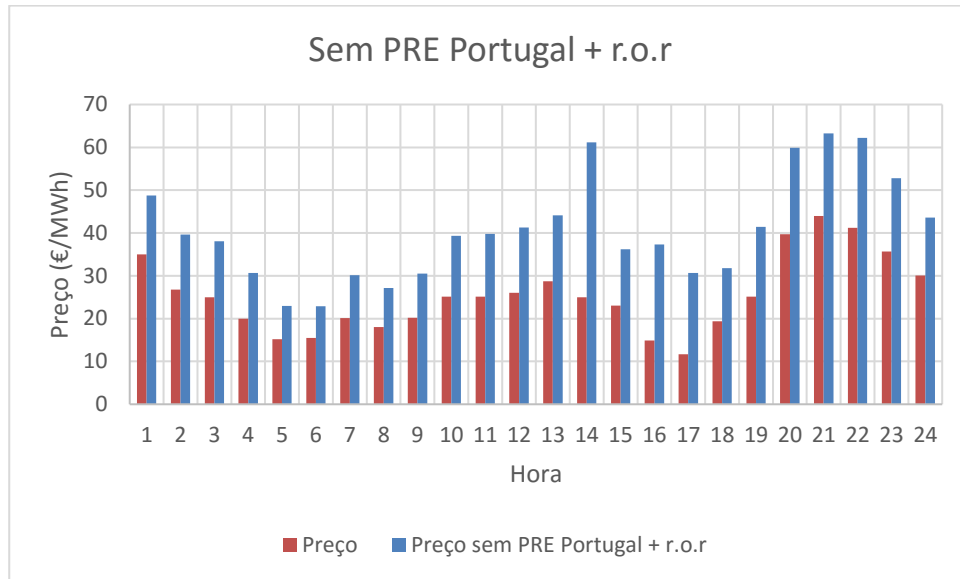


Figura 4.11 - Variação ao longo do dia 1 de março dos valores de preço iniciais e sem PRE Portugal + r.o.r.

Como espectável verifica-se uma maior diferença nos valores relativos a PRE MIBEL devido à quantidade de Produção em Regime Especial ser superior. O aumento progressivo da Produção em Regime Especial no Mercado Ibérico tem vindo a acentuar o impacto deste tipo de produção nos preços de mercado.

Capítulo 5

Resultados Obtidos

5.1 - Introdução

Neste capítulo serão apresentados os resultados obtidos da análise do Impacto da Produção em Regime Especial no MIBEL para cada mês do ano de 2015, de acordo com os dados recolhidos do site do Operador de Mercado e com os dados fornecidos pela EDP - Gestão da Produção de Energia, S.A. Para tal, será seguido o método de cálculo referido no Capítulo 4, sendo agora calculados os resultados do Impacto da Produção em Regime Especial para as restantes horas do ano. Como referido no capítulo anterior, os tipos de tecnologia para as quais este impacto foi analisado foram os seguintes:

- Produção em Regime Especial Eólica;
- Produção em Regime Especial Fotovoltaica;
- Produção em Regime Especial Térmica;
- Produção em Regime Especial de Portugal;
- Produção em Regime Especial do MIBEL;
- Produção em Regime Especial de Portugal e fios-de-água.

Após obtidos os valores de preço para cada hora do ano, para todos os tipos de tecnologias em estudo, foi calculada o valor médio do preço e a variação do preço para cada hora do mês e para cada dia do mês.

De seguida apresenta-se um exemplo de análise para um dia de elevada e outro de baixa Produção em Regime Especial. Na secção seguinte avalia-se o impacto da Produção em Regime Especial por mês. Por fim, apresentam-se as conclusões retiradas da análise do Impacto da PRE no preço de mercado do MIBEL.

5.2 - Impacto da PRE no preço do MIBEL nos dias 3 de fevereiro e 24 de junho

Na Tabela 5.1 apresenta-se os valores percentuais de Produção em Regime Especial ao longo dos meses de 2015. Com base nestes resultados para o ano 2015, constata-se que o mês de fevereiro teve uma maior quantidade de Produção em Regime Especial, 48,5%, e que o mês de junho apresenta a menor Produção em Regime Especial, 29,5%. Deste modo, procedeu-se à escolha de um dia de cada um destes meses para estudo do Impacto da Produção em Regime Especial em casos extremos.

Tabela 5.1 – Valores de Produção em Regime Especial por mês em %.

Mês	PRE/Energia (%)
Janeiro	38,2%
Fevereiro	48,5%
Março	43,8%
Abril	37,1%
Mai	44,3%
Junho	29,5%
Julho	34,4%
Agosto	35,6%
Setembro	33,3%
Outubro	41,6%
Novembro	36,0%
Dezembro	38,0%

Pelos resultados obtidos, observa-se uma elevada presença de PRE Eólica no dia 3 de fevereiro, o que implica um preço de mercado inferior ao do dia 24 de junho e, portanto, uma maior variação de preço para o dia 3 de fevereiro. O facto de o preço sem PRE Eólica no dia 3 de fevereiro ser inferior ao preço de mercado no dia 24 de junho, revela para além de uma elevada presença de eólica, uma presença também de outras formas de Produção em Regime Especial, que pode ser constatada nas tabelas seguintes.

Tabela 5.2 – Valores de PRE Eólica, preço mercado, preço sem PRE Eólica e variação de preço.

Dia	PRE Eólica (MWh)	Preço Mercado (€/MWh)	Preço sem PRE Eólica (€/MWh)	Varição (€/MWh)
3 de Fevereiro	83167,13	43,51	54,57	11,06
24 de Junho	10885,95	59,46	61,26	1,80

A presença de PRE Fotovoltaica tem pouca influência no preço de mercado, verificando-se apenas uma variação de 0,48 €/MWh no dia 24 de junho.

Tabela 5.3 – Valores de PRE Fotovoltaica, preço mercado, preço sem PRE Fotovoltaica e variação de preço.

Dia	PRE Fotovoltaica (MWh)	Preço Mercado (€/MWh)	Preço sem PRE Fotovoltaica (€/MWh)	Varição (€/MWh)
3 de Fevereiro	674,33	43,51	43,60	0,09
24 de Junho	3153,80	59,46	59,94	0,48

A influência da PRE Térmica é semelhante em ambos os casos, verificando-se variações de preço próximas. Nas secções seguintes pode-se observar uma variação quase constante ao longo do ano.

Tabela 5.4 – Valores de PRE Térmica, preço mercado, preço sem PRE Térmica e variação de preço.

Dia	PRE Térmica (MWh)	Preço Mercado (€/MWh)	Preço sem PRE Térmica (€/MWh)	Varição (€/MWh)
3 de Fevereiro	22964,58	43,51	46,59	3,08
24 de Junho	21246,93	59,46	62,93	3,47

Na Tabela 5.5 observa-se uma variação de preço no dia 3 de fevereiro de 15,14 €/MWh e de 5,91 €/MWh no dia 24 de junho, uma razão de quase três vezes. O preço sem PRE Portugal no dia 3 de fevereiro continua a ser inferior ao preço de mercado do dia 24 de junho.

Tabela 5.5 – Valores de PRE Portugal, preço mercado, preço sem PRE Portugal e variação de preço.

Dia	PRE Portugal (MWh)	Preço Mercado (€/MWh)	Preço sem PRE Portugal (€/MWh)	Varição (€/MWh)
3 de Fevereiro	113681,60	43,51	58,65	15,14
24 de Junho	36231,08	59,46	65,36	5,91

A ausência de PRE MIBEL implica variações mais elevadas, uma variação de 64,34 €/MWh no dia 3 de fevereiro e de 41,34 €/MWh no dia 24 de junho.

Tabela 5.6 – Valores de PRE MIBEL, preço mercado, preço sem PRE MIBEL e variação de preço.

Dia	PRE MIBEL (MWh)	Preço Mercado (€/MWh)	Preço sem PRE MIBEL (€/MWh)	Varição (€/MWh)
3 de Fevereiro	485635,10	43,51	107,85	64,34
24 de Junho	253702,50	59,46	100,80	41,34

Na Tabela 5.7 apresentam-se os valores sem PRE Portugal adicionados da produção de fios-de-água, que também entra em mercado a preço nulo. Neste caso, o preço sem PRE Portugal no dia 3 de fevereiro deixa de ser inferior ao preço de mercado do dia 24 de junho, o que

salienta também a importância dos fios-de-água no preço de mercado. Observa-se uma variação de 18,85 €/MWh no dia 3 de fevereiro e de 7,18 €/MWh no dia 24 de junho.

Tabela 5.7 – Valores de PRE PRE Portugal + r.o.r, preço mercado, preço sem PRE PRE Portugal + r.o.r e variação de preço.

Dia	PRE Portugal + r.o.r (MWh)	Preço Mercado (€/MWh)	Preço sem PRE Portugal + r.o.r (€/MWh)	Variação (€/MWh)
3 de Fevereiro	120401,70	43,51	62,36	18,85
24 de Junho	41931,43	59,46	66,64	7,18

Pelos resultados anteriores constata-se o impacto que a Produção em Regime Especial tem no preço de mercado, principalmente a PRE Eólica bem como os fios-de-água que, apesar de não serem classificados como PRE, são também considerados a preço zero no mercado.

5.3 - Impacto da PRE no preço do MIBEL por mês

Nesta secção são apresentados os resultados agregados para os diversos meses de 2015. Para cada mês do ano são apresentados os preços médios horários, os preços médios diários e um gráfico com os preços médios mensais reais do MIBEL e sem a energia produzida por cada uma destas tecnologias analisadas.

5.3.1 - Janeiro

Tabela 5.8 – Preços médios horários para janeiro.

Hora	Pólo Português	Sem PRE Eólica		Sem PRE Fotovoltaica		Sem PRE Térmica		Sem PRE Portugal		Sem PRE MIBEL		Sem PRE Portugal + fios-de-água	
	Preço (€/MWh)	Preço (€/MWh)	Variação (€/MWh)	Preço (€/MWh)	Variação (€/MWh)	Preço (€/MWh)	Variação (€/MWh)	Preço (€/MWh)	Variação (€/MWh)	Preço (€/MWh)	Variação (€/MWh)	Preço (€/MWh)	Variação (€/MWh)
1	44,43	51,98	7,55	44,43	0,00	48,36	3,93	56,32	11,89	91,70	47,27	59,15	14,72
2	39,99	46,26	6,27	39,99	0,00	44,08	4,09	50,77	10,78	85,51	45,52	53,13	13,14
3	38,02	44,33	6,31	38,02	0,00	41,97	3,95	48,72	10,70	86,66	48,64	50,67	12,65
4	37,08	45,35	8,27	37,08	0,00	41,47	4,39	50,27	13,19	91,57	54,49	52,24	15,16
5	35,99	45,75	9,76	35,99	0,00	40,43	4,43	50,82	14,82	92,95	56,96	53,03	17,04
6	37,50	45,77	8,26	37,50	0,00	41,68	4,17	50,52	13,02	93,64	56,14	53,07	15,57
7	43,08	51,04	7,96	43,08	0,00	47,14	4,06	55,65	12,57	99,45	56,37	59,12	16,04
8	50,89	58,31	7,42	50,89	0,00	54,93	4,04	62,87	11,98	103,22	52,34	66,25	15,36
9	54,80	59,70	4,89	54,94	0,14	58,19	3,38	63,74	8,94	103,78	48,97	66,80	12,00
10	60,05	64,60	4,54	60,50	0,45	63,37	3,32	68,97	8,91	110,93	50,88	72,00	11,95
11	62,95	67,09	4,14	63,58	0,63	66,24	3,29	71,62	8,67	116,51	53,57	74,39	11,44
12	61,72	65,65	3,93	62,44	0,72	65,01	3,28	70,25	8,53	118,21	56,48	72,76	11,04
13	57,88	61,66	3,78	58,65	0,77	61,23	3,35	66,39	8,51	116,84	58,96	68,89	11,01
14	55,63	59,26	3,64	56,41	0,78	58,95	3,33	63,96	8,34	115,30	59,68	66,31	10,68
15	51,22	55,64	4,42	52,11	0,89	55,39	4,16	61,41	10,19	106,61	55,38	64,43	13,21
16	49,31	53,64	4,34	50,02	0,71	53,47	4,16	59,22	9,91	103,42	54,12	62,18	12,87
17	50,90	55,15	4,24	51,22	0,32	54,86	3,95	60,10	9,19	104,38	53,47	63,11	12,20
18	54,67	59,66	4,99	54,69	0,02	58,25	3,58	63,91	9,24	107,10	52,43	67,12	12,44
19	61,20	65,78	4,58	61,20	0,00	64,46	3,26	69,61	8,41	109,49	48,28	72,79	11,58
20	64,14	69,27	5,13	64,14	0,00	67,64	3,50	73,40	9,26	111,42	47,28	76,90	12,76
21	63,08	68,42	5,34	63,08	0,00	66,59	3,51	72,56	9,48	111,07	47,99	75,93	12,85
22	59,50	64,87	5,36	59,50	0,00	62,89	3,39	68,82	9,32	110,08	50,58	71,88	12,38
23	55,34	60,81	5,47	55,34	0,00	58,77	3,43	64,61	9,27	106,95	51,61	67,64	12,30
24	50,30	57,27	6,96	50,30	0,00	55,14	4,84	62,53	12,23	97,75	47,45	66,22	15,91
Média	51,65	57,39	5,74	51,88	0,23	55,44	3,78	61,96	10,31	103,94	52,29	64,83	13,18

Tabela 5.9 – Preços médios diários para janeiro.

Dia	Pólo Português	Sem PRE Eólica		Sem PRE Fotovoltaica		Sem PRE Térmica		Sem PRE Portugal		Sem PRE MIBEL		Sem PRE Portugal + fios-de-água	
	Preço (€/MWh)	Preço (€/MWh)	Variação (€/MWh)	Preço (€/MWh)	Variação (€/MWh)	Preço (€/MWh)	Variação (€/MWh)	Preço (€/MWh)	Variação (€/MWh)	Preço (€/MWh)	Variação (€/MWh)	Preço (€/MWh)	Variação (€/MWh)
1	46,75	49,82	3,07	47,07	0,33	51,73	4,98	55,89	9,15	101,95	55,20	59,37	12,63
2	54,40	55,69	1,29	54,70	0,30	58,91	4,51	61,06	6,66	97,00	42,60	65,59	11,19
3	53,74	54,53	0,79	54,08	0,34	58,21	4,47	59,95	6,21	100,65	46,91	63,89	10,14
4	46,07	47,11	1,04	46,47	0,40	50,68	4,61	52,73	6,66	93,00	46,93	56,51	10,44
5	59,77	60,84	1,07	60,04	0,27	64,22	4,45	66,07	6,31	98,26	38,49	70,56	10,79
6	53,86	55,29	1,43	54,25	0,39	59,46	5,60	61,92	8,06	92,58	38,72	67,02	13,16
7	64,27	65,23	0,96	64,41	0,14	68,40	4,12	69,94	5,67	98,47	34,20	75,22	10,95
8	65,94	67,88	1,94	66,18	0,23	71,18	5,24	73,85	7,91	98,39	32,45	79,17	13,23
9	63,55	68,03	4,48	63,81	0,26	67,39	3,85	72,50	8,96	104,19	40,64	76,13	12,58
10	57,18	60,33	3,15	57,45	0,27	62,10	4,92	66,15	8,97	97,74	40,56	70,84	13,66
11	46,36	52,14	5,78	46,74	0,39	50,71	4,36	57,41	11,05	114,61	68,25	60,09	13,74
12	58,45	62,63	4,18	58,68	0,23	62,71	4,26	67,53	9,08	109,91	51,46	71,18	12,73
13	57,05	63,50	6,45	57,25	0,20	61,34	4,29	68,43	11,38	112,38	55,33	71,36	14,31
14	61,57	61,57	0,00	61,57	0,00	61,57	0,00	61,57	0,00	106,00	44,44	61,57	0,00
15	47,68	58,87	11,19	47,74	0,06	51,05	3,37	62,76	15,08	110,72	63,04	64,88	17,20
16	52,66	58,86	6,20	52,84	0,17	56,13	3,46	63,15	10,48	111,01	58,34	65,00	12,33
17	46,58	51,20	4,62	46,75	0,18	49,99	3,42	55,41	8,83	102,03	55,46	57,27	10,69
18	42,54	50,47	7,93	42,66	0,11	45,95	3,40	54,78	12,24	104,01	61,46	56,98	14,43
19	52,13	61,37	9,24	52,40	0,27	55,54	3,41	65,70	13,57	113,42	61,29	67,85	15,72
20	60,54	60,54	0,00	60,54	0,00	60,54	0,00	60,54	0,00	107,26	46,71	60,54	0,00
21	52,11	62,31	10,21	52,24	0,13	55,34	3,23	66,20	14,10	110,55	58,44	68,64	16,53
22	50,50	58,67	8,17	50,65	0,14	53,68	3,18	62,47	11,97	109,25	58,75	64,58	14,07
23	53,84	59,93	6,09	54,01	0,17	57,85	4,01	64,73	10,89	105,09	51,26	66,38	12,54
24	46,79	53,59	6,80	47,12	0,33	50,51	3,72	58,23	11,44	111,22	64,43	59,90	13,11
25	40,54	44,56	4,03	40,91	0,37	43,60	3,06	48,52	7,98	103,68	63,14	50,39	9,85
26	57,54	62,30	4,76	57,84	0,30	61,00	3,46	66,52	8,98	108,26	50,71	68,57	11,03
27	56,36	61,13	4,77	56,79	0,43	60,84	4,49	66,64	10,28	102,46	46,10	69,51	13,16
28	57,41	63,63	6,22	57,66	0,25	60,54	3,13	67,46	10,05	110,45	53,04	69,43	12,02
29	44,37	53,48	9,11	44,45	0,08	47,23	2,87	56,83	12,47	108,55	64,18	58,35	13,98
30	33,94	50,07	16,13	34,00	0,06	37,55	3,62	54,56	20,63	101,71	67,77	56,45	22,51
31	16,79	43,37	26,58	17,00	0,21	22,59	5,80	51,23	34,44	77,33	60,54	56,61	39,82

Impacto da PRE no preço do MIBEL por mês 65

No mês de janeiro, o preço médio de mercado foi de 51,65 €/MWh. A ausência de Produção em Regime Especial Eólica corresponderia a um aumento de 5,74 €/MWh, com o preço médio mensal a fixar-se em 57,39 €/MWh. No caso da PRE Fotovoltaica, constatou-se que o preço sofreria um ligeiro aumento de 0,23 €/MWh, elevando-se para 51,88 €/MWh. No caso da PRE Térmica, obteve-se um novo preço de 55,44 €/MWh, o que corresponde a um aumento de 3,78 €/MWh. Para o caso sem PRE Portugal, verificou-se um novo preço de 61,96 €/MWh, com um aumento relativo ao preço médio mensal de 10,31 €/MWh. No cenário de ausência de PRE MIBEL, o preço passou para 103,94 €/MWh, ou seja, um aumento de 52,29 €/MWh. Por último, para o caso em que se considera a PRE de Portugal adicionada da energia produzida por fios-de-água, energia esta que também entre em mercado a preço nulo, verificou-se um aumento de 13,18 €/MWh, estabelecendo-se o novo preço em 64,83 €/MWh. A Figura 5.1 representa os preços médios mensais para os diferentes casos analisados.

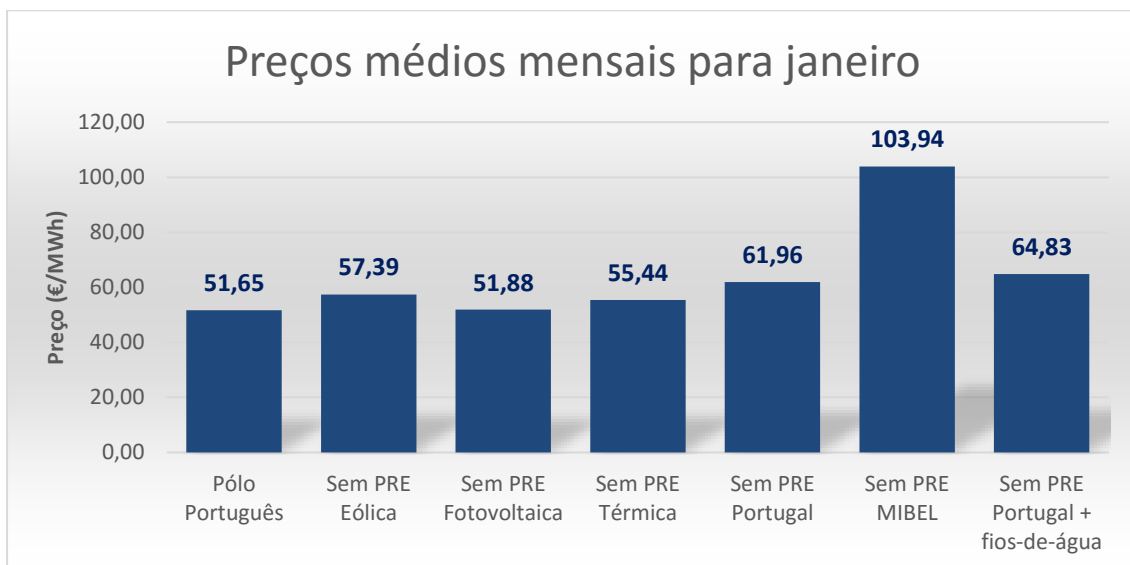


Figura 5.1 - Preços médios mensais para janeiro.

5.3.2 - Fevereiro

Tabela 5.10 – Preços médios horários para fevereiro.

Hora	Pólo Português	Sem PRE Eólica		Sem PRE Fotovoltaica		Sem PRE Térmica		Sem PRE Portugal		Sem PRE MIBEL		Sem PRE Portugal + fios-de-água	
	Preço (€/MWh)	Preço (€/MWh)	Variação (€/MWh)	Preço (€/MWh)	Variação (€/MWh)	Preço (€/MWh)	Variação (€/MWh)	Preço (€/MWh)	Variação (€/MWh)	Preço (€/MWh)	Variação (€/MWh)	Preço (€/MWh)	Variação (€/MWh)
1	37,81	44,96	7,15	37,81	0,00	40,63	2,82	48,35	10,54	87,32	49,51	51,40	13,59
2	32,62	39,29	6,67	32,62	0,00	35,28	2,66	42,51	9,88	78,36	45,74	44,62	11,99
3	28,44	35,95	7,51	28,44	0,00	31,47	3,04	39,61	11,18	71,03	42,59	41,57	13,14
4	26,91	35,14	8,23	26,91	0,00	30,14	3,22	39,06	12,15	70,75	43,84	41,07	14,16
5	26,04	35,82	9,78	26,04	0,00	29,69	3,65	40,24	14,20	69,84	43,80	42,70	16,66
6	28,76	35,48	6,72	28,76	0,00	31,60	2,84	38,93	10,18	74,37	45,61	41,55	12,79
7	35,06	42,80	7,74	35,06	0,00	38,04	2,98	46,43	11,38	87,74	52,68	50,48	15,42
8	44,19	53,54	9,35	44,21	0,02	48,03	3,84	58,17	13,97	98,91	54,71	63,12	18,93
9	45,58	54,47	8,89	45,81	0,23	49,34	3,76	59,37	13,79	100,15	54,57	65,14	19,56
10	50,29	59,20	8,91	50,80	0,51	54,24	3,95	64,66	14,37	105,77	55,48	70,95	20,66
11	51,76	58,39	6,63	52,38	0,61	55,01	3,25	63,07	11,31	110,12	58,36	68,14	16,37
12	49,79	56,21	6,42	50,49	0,70	53,04	3,25	60,97	11,19	111,09	61,30	65,80	16,01
13	47,65	55,15	7,51	48,40	0,76	51,19	3,54	60,35	12,71	109,25	61,60	65,42	17,77
14	45,56	52,36	6,79	46,31	0,75	48,88	3,32	57,26	11,70	108,44	62,88	61,51	15,94
15	41,20	47,51	6,31	41,85	0,65	44,39	3,19	52,14	10,94	102,96	61,75	56,25	15,05
16	39,09	45,23	6,14	39,60	0,51	42,21	3,12	49,62	10,53	98,05	58,96	53,69	14,60
17	39,91	46,10	6,19	40,25	0,34	43,03	3,13	50,32	10,41	96,91	57,00	54,48	14,57
18	42,91	49,63	6,72	43,01	0,10	46,17	3,26	53,77	10,87	100,14	57,24	58,48	15,57
19	48,29	55,76	7,48	48,29	0,00	51,75	3,47	60,06	11,77	106,43	58,14	65,77	17,48
20	57,22	64,96	7,75	57,22	0,00	60,72	3,50	69,30	12,09	114,36	57,14	75,09	17,88
21	57,69	65,49	7,80	57,69	0,00	61,15	3,45	69,78	12,09	113,92	56,22	75,21	17,52
22	53,22	61,32	8,10	53,22	0,00	56,80	3,58	65,75	12,53	110,73	57,51	71,06	17,84
23	49,09	57,26	8,17	49,09	0,00	52,70	3,61	61,53	12,44	107,13	58,04	66,60	17,51
24	44,40	52,53	8,13	44,40	0,00	48,04	3,64	56,81	12,41	102,13	57,73	60,86	16,46
Média	42,64	50,19	7,55	42,86	0,22	45,98	3,34	54,50	11,86	97,33	54,68	58,79	16,15

Tabela 5.11 – Preços médios diários para fevereiro.

Dia	Pólo Português	Sem PRE Eólica		Sem PRE Fotovoltaica		Sem PRE Térmica		Sem PRE Portugal		Sem PRE MIBEL		Sem PRE Portugal + fios-de-água	
	Preço (€/MWh)	Preço (€/MWh)	Variação (€/MWh)	Preço (€/MWh)	Variação (€/MWh)	Preço (€/MWh)	Variação (€/MWh)	Preço (€/MWh)	Variação (€/MWh)	Preço (€/MWh)	Variação (€/MWh)	Preço (€/MWh)	Variação (€/MWh)
1	16,35	19,12	2,77	16,40	0,06	17,49	1,15	20,71	4,36	44,78	28,44	22,58	6,24
2	47,41	64,29	16,88	47,55	0,14	52,46	5,05	70,95	23,54	112,26	64,86	76,80	29,39
3	43,51	54,57	11,06	43,60	0,09	46,59	3,08	58,65	15,14	107,85	64,34	62,36	18,85
4	39,54	48,77	9,23	39,84	0,30	42,60	3,07	53,01	13,48	105,92	66,39	56,47	16,94
5	42,62	48,18	5,56	42,92	0,30	45,69	3,07	52,33	9,72	103,53	60,91	55,37	12,75
6	46,37	50,95	4,59	46,61	0,24	49,72	3,35	55,42	9,05	106,18	59,82	59,18	12,81
7	53,02	58,31	5,29	53,37	0,34	57,09	4,06	63,83	10,80	109,95	56,93	69,47	16,45
8	40,19	49,43	9,24	40,56	0,37	43,61	3,43	54,16	13,97	111,38	71,19	58,04	17,85
9	52,17	65,70	13,53	52,47	0,30	56,57	4,40	71,39	19,23	114,07	61,90	75,33	23,17
10	60,17	67,35	7,17	60,27	0,10	64,07	3,90	72,17	12,00	105,14	44,97	76,80	16,63
11	63,66	65,64	1,98	63,82	0,16	67,22	3,56	70,10	6,45	101,79	38,13	74,68	11,03
12	65,49	67,15	1,66	65,77	0,29	70,09	4,60	72,94	7,45	97,85	32,37	77,97	12,48
13	51,37	58,00	6,63	51,59	0,22	55,03	3,65	62,59	11,22	102,49	51,12	66,28	14,90
14	38,84	48,06	9,21	38,94	0,10	41,87	3,03	51,92	13,08	100,49	61,64	54,75	15,91
15	28,50	35,07	6,57	28,58	0,08	30,73	2,23	38,06	9,56	76,18	47,67	40,37	11,87
16	51,23	61,06	9,83	51,38	0,15	55,00	3,77	65,92	14,69	108,77	57,54	69,93	18,70
17	39,88	50,85	10,97	40,19	0,31	43,16	3,28	55,15	15,27	109,19	69,31	58,64	18,77
18	46,38	58,17	11,80	46,74	0,37	50,84	4,46	63,85	17,47	108,03	61,65	69,43	23,05
19	56,28	60,44	4,17	56,61	0,34	60,14	3,86	65,36	9,08	101,09	44,81	71,59	15,31
20	51,94	55,47	3,53	52,08	0,14	55,83	3,90	60,24	8,31	98,42	46,49	66,85	14,91
21	36,02	47,22	11,20	36,30	0,28	39,51	3,49	51,77	15,74	104,40	68,38	58,24	22,22
22	16,19	20,39	4,20	16,32	0,14	17,67	1,49	22,31	6,13	46,54	30,35	25,44	9,25
23	30,50	38,68	8,18	30,60	0,10	33,00	2,50	41,79	11,30	84,23	53,73	45,63	15,13
24	26,22	32,65	6,43	26,41	0,19	28,51	2,29	35,59	9,37	74,57	48,35	39,12	12,89
25	34,81	42,19	7,38	35,01	0,20	37,56	2,75	45,64	10,83	90,36	55,54	49,16	14,34
26	40,38	47,69	7,31	40,59	0,21	43,44	3,07	51,54	11,16	97,73	57,35	55,73	15,35
27	39,86	46,37	6,51	40,16	0,30	43,01	3,15	50,41	10,55	100,04	60,17	55,26	15,40
28	35,16	43,54	8,38	35,40	0,23	38,91	3,75	48,28	13,11	101,95	66,79	54,64	19,47

68 Resultados Obtidos

O preço médio de mercado foi de 42,64 €/MWh no mês de fevereiro. A influência de PRE Eólica corresponde a um aumento de 7,55 €/MWh, com o preço médio mensal a elevar-se para 50,19 €/MWh. No caso da PRE Fotovoltaica, o preço sofre um ligeiro aumento de 0,22 €/MWh, elevando-se para 42,86 €/MWh. Relativamente à PRE Térmica, obteve-se um novo preço de 45,98 €/MWh, o que corresponde a um aumento de 3,34 €/MWh. Para o caso sem PRE Portugal, verificou-se um aumento de 11,86 €/MWh, para o novo preço de 54,50 €/MWh. No cenário de ausência de PRE MIBEL, o preço sofreu um aumento de 54,68 €/MWh, ou seja, o preço elevar-se-ia para 97,33 €/MWh. Por último, para o caso em que se considera a PRE de Portugal adicionada da energia produzida por fios-de-água, verificou-se um aumento de 16,15 €/MWh, estabelecendo-se o novo preço em 58,79 €/MWh. A Figura 5.2 representa os preços médios mensais para os diferentes casos analisados.

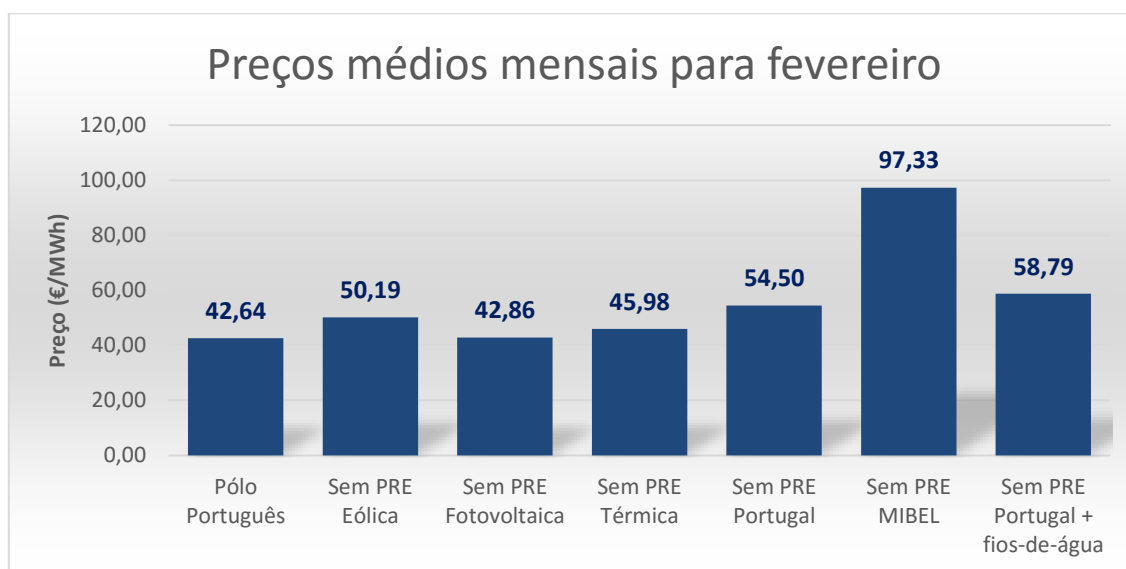


Figura 5.2 - Preços médios mensais para fevereiro.

5.3.3 - Março

Tabela 5.12 – Preços médios horários para março.

Hora	Pólo Português	Sem PRE Eólica		Sem PRE Fotovoltaica		Sem PRE Térmica		Sem PRE Portugal		Sem PRE MIBEL		Sem PRE Portugal + fios-de-água	
	Preço (€/MWh)	Preço (€/MWh)	Variação (€/MWh)	Preço (€/MWh)	Variação (€/MWh)	Preço (€/MWh)	Variação (€/MWh)	Preço (€/MWh)	Variação (€/MWh)	Preço (€/MWh)	Variação (€/MWh)	Preço (€/MWh)	Variação (€/MWh)
1	40,89	47,92	7,03	40,89	0,00	44,18	3,29	51,54	10,65	95,32	54,43	55,35	14,46
2	36,43	43,40	6,97	36,43	0,00	39,75	3,33	47,06	10,63	89,91	53,48	50,15	13,72
3	33,49	40,37	6,88	33,49	0,00	36,85	3,36	44,07	10,58	86,40	52,92	46,94	13,45
4	31,59	40,17	8,58	31,59	0,00	35,36	3,77	44,33	12,74	84,70	53,11	47,36	15,77
5	30,82	39,53	8,71	30,82	0,00	34,61	3,79	43,71	12,89	83,27	52,45	46,88	16,06
6	36,81	43,90	7,09	36,81	0,00	40,10	3,29	47,55	10,74	87,40	50,97	51,35	14,54
7	38,40	46,09	7,70	38,40	0,00	41,93	3,54	50,01	11,61	93,12	54,72	55,08	16,68
8	42,84	50,15	7,31	42,97	0,13	46,66	3,82	54,47	11,63	96,01	53,17	60,12	17,29
9	46,76	54,06	7,29	47,29	0,53	50,84	4,08	59,28	12,52	101,35	54,59	65,83	19,07
10	48,63	54,26	5,63	49,38	0,75	52,29	3,66	59,33	10,70	105,81	57,18	64,91	16,28
11	48,47	53,53	5,06	49,42	0,95	52,17	3,70	58,87	10,41	110,67	62,21	64,46	15,99
12	47,09	51,87	4,78	48,16	1,08	50,79	3,71	57,33	10,25	112,29	65,20	62,71	15,62
13	46,39	51,24	4,85	47,55	1,16	50,21	3,82	56,89	10,50	111,25	64,86	62,25	15,86
14	45,72	50,83	5,11	46,91	1,19	49,65	3,93	56,63	10,91	110,99	65,27	61,83	16,11
15	43,52	48,49	4,98	44,61	1,09	47,34	3,83	54,03	10,51	110,87	67,36	58,62	15,10
16	40,51	45,64	5,14	41,49	0,98	44,42	3,92	51,17	10,67	106,38	65,88	55,78	15,28
17	39,70	45,00	5,30	40,43	0,73	43,61	3,91	50,26	10,56	104,01	64,32	55,00	15,30
18	41,56	46,96	5,40	41,91	0,36	45,42	3,86	51,79	10,23	104,70	63,14	56,87	15,31
19	45,01	50,31	5,30	45,07	0,05	48,68	3,66	54,60	9,59	104,24	59,23	60,36	15,34
20	52,57	58,31	5,74	52,58	0,00	56,23	3,66	62,56	9,99	107,64	55,07	68,89	16,32
21	56,24	62,12	5,88	56,24	0,00	59,78	3,54	66,24	10,01	108,95	52,71	71,98	15,75
22	53,03	59,35	6,32	53,03	0,00	56,69	3,66	63,55	10,53	108,05	55,02	69,26	16,24
23	48,62	55,21	6,58	48,62	0,00	52,28	3,65	59,23	10,60	104,00	55,38	64,57	15,94
24	45,41	52,25	6,84	45,41	0,00	49,19	3,78	56,37	10,96	101,67	56,26	61,05	15,64
Média	43,35	49,62	6,27	43,73	0,38	47,04	3,69	54,20	10,85	101,21	57,87	59,07	15,71

Tabela 5.13 – Preços médios diários para março.

Dia	Pólo Português	Sem PRE Eólica		Sem PRE Fotovoltaica		Sem PRE Térmica		Sem PRE Portugal		Sem PRE MIBEL		Sem PRE Portugal + fios-de-água	
	Preço (€/MWh)	Preço (€/MWh)	Variação (€/MWh)	Preço (€/MWh)	Variação (€/MWh)	Preço (€/MWh)	Variação (€/MWh)	Preço (€/MWh)	Variação (€/MWh)	Preço (€/MWh)	Variação (€/MWh)	Preço (€/MWh)	Variação (€/MWh)
1	25,44	31,77	6,33	25,77	0,33	28,43	2,99	35,72	10,28	72,23	46,79	40,65	15,21
2	42,70	45,38	2,68	42,84	0,14	45,98	3,29	49,45	6,76	88,42	45,72	55,26	12,56
3	54,74	58,22	3,49	55,02	0,28	59,18	4,44	63,82	9,08	102,98	48,24	71,24	16,50
4	35,03	41,24	6,21	35,30	0,28	38,06	3,03	45,12	10,09	95,29	60,26	51,01	15,99
5	26,34	33,98	7,63	26,68	0,33	29,03	2,69	37,47	11,12	80,75	54,41	42,08	15,74
6	48,04	55,50	7,46	48,59	0,55	52,74	4,70	61,58	13,54	108,69	60,66	70,13	22,09
7	45,36	48,91	3,54	45,98	0,62	50,07	4,71	55,12	9,76	105,72	60,36	64,75	19,38
8	37,67	41,26	3,59	38,30	0,63	42,16	4,49	47,17	9,50	100,75	63,08	56,44	18,77
9	46,41	48,24	1,83	46,88	0,47	50,57	4,16	53,47	7,06	99,83	53,42	61,16	14,75
10	53,43	54,01	0,58	53,85	0,42	57,71	4,28	59,32	5,89	97,68	44,25	66,73	13,30
11	48,45	49,41	0,96	48,84	0,39	52,34	3,89	54,23	5,78	93,25	44,80	60,75	12,30
12	46,57	51,27	4,70	46,96	0,39	50,72	4,15	56,36	9,79	100,53	53,95	62,57	16,00
13	41,80	50,67	8,87	42,25	0,45	45,79	3,99	55,64	13,85	111,24	69,45	61,72	19,92
14	40,75	47,80	7,05	41,19	0,44	44,41	3,66	52,44	11,69	106,52	65,78	56,23	15,49
15	41,25	44,53	3,28	41,87	0,62	45,17	3,92	49,71	8,46	104,06	62,80	54,28	13,03
16	54,09	57,86	3,76	54,56	0,47	57,87	3,77	62,63	8,54	103,09	49,00	68,30	14,21
17	46,55	52,50	5,96	46,64	0,09	49,85	3,30	56,33	9,78	103,77	57,22	60,60	14,06
18	46,65	52,29	5,64	46,85	0,20	49,83	3,18	56,10	9,45	101,21	54,56	60,52	13,87
19	38,44	46,55	8,11	38,68	0,24	41,49	3,05	50,22	11,78	103,27	64,83	53,60	15,15
20	39,15	51,65	12,50	39,35	0,20	43,15	4,00	56,29	17,14	104,07	64,92	59,53	20,38
21	43,10	50,41	7,31	43,33	0,23	46,36	3,27	54,32	11,23	105,83	62,73	57,16	14,06
22	40,61	50,04	9,43	40,85	0,24	44,04	3,43	54,19	13,58	105,97	65,36	57,41	16,80
23	58,49	65,71	7,22	58,78	0,29	62,10	3,61	70,01	11,53	111,06	53,05	73,08	14,59
24	45,94	57,24	11,31	46,20	0,26	49,23	3,29	61,13	15,19	106,97	61,03	63,94	18,00
25	42,55	52,65	10,10	42,89	0,35	45,69	3,15	56,45	13,91	107,27	64,73	58,09	15,54
26	45,02	53,15	8,13	45,24	0,22	48,16	3,14	56,83	11,82	108,51	63,50	59,26	14,24
27	45,85	50,50	4,65	46,19	0,35	49,22	3,38	54,54	8,70	105,62	59,78	57,14	11,29
28	44,01	50,06	6,05	44,47	0,46	47,55	3,54	54,40	10,38	104,89	60,88	56,54	12,53
29	33,50	44,30	10,79	34,30	0,79	37,79	4,29	49,88	16,38	85,73	52,23	52,79	19,29
30	42,08	49,63	7,55	42,53	0,45	45,69	3,61	53,98	11,91	104,77	62,70	56,80	14,73
31	43,45	51,26	7,82	43,95	0,50	47,47	4,03	56,09	12,64	106,82	63,38	60,93	17,48

No mês de março, o preço médio de mercado foi de 43,35 €/MWh. A influência da PRE Eólica corresponde a um aumento de 6,27 €/MWh, com o preço médio mensal a fixar-se em 49,62 €/MWh. Para o caso da PRE Fotovoltaica, verifica-se que o preço sofreria um ligeiro aumento de 0,38 €/MWh, elevando-se para 43,73 €/MWh. Esta variação ligeira de preço relaciona-se com o facto da potência instalada em Portugal proveniente de painéis fotovoltaicos ser reduzida. No caso da PRE Térmica, obteve-se um novo preço de 47,04 €/MWh, o que corresponde a um aumento de 3,69 €/MWh. Para o caso sem PRE Portugal, verificou-se um novo preço de 54,20 €/MWh, com um aumento relativo ao preço médio mensal de 10,85 €/MWh. No cenário de ausência de PRE MIBEL, o preço passou para 101,21 €/MWh, ou seja, um aumento de 57,87 €/MWh. Por último, para o caso em que se considera a PRE de Portugal adicionada da energia produzida por fios-de-água, verificou-se um aumento de 15,71 €/MWh, estabelecendo-se o novo preço em 59,07 €/MWh. A Figura 5.3 representa os preços médios mensais para os diferentes casos analisados.

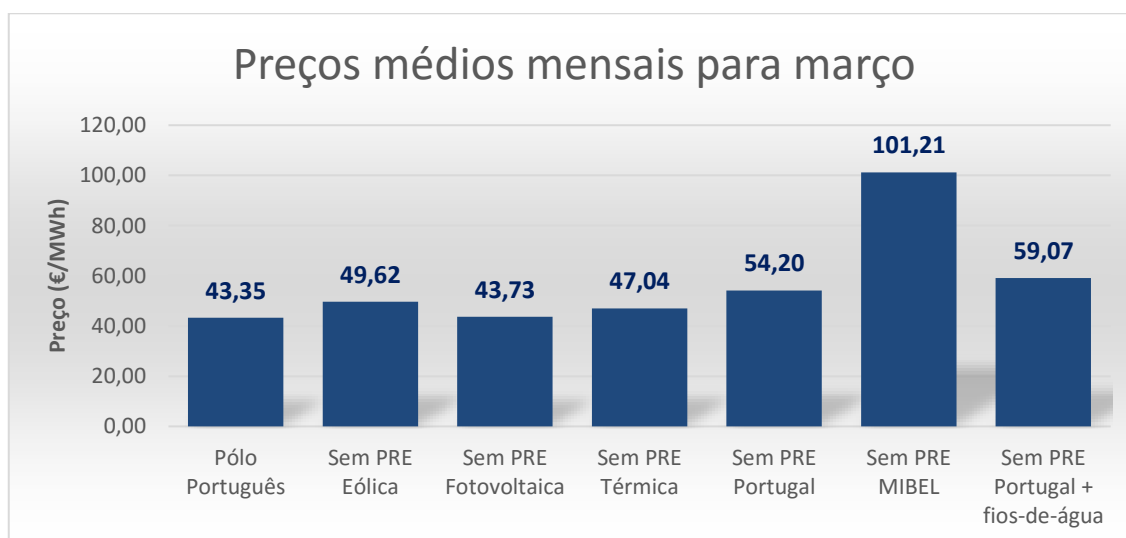


Figura 5.3 - Preços médios mensais para março.

5.3.4 - Abril

Tabela 5.14 – Preços médios horários para abril.

Hora	Pólo Português	Sem PRE Eólica		Sem PRE Fotovoltaica		Sem PRE Térmica		Sem PRE Portugal		Sem PRE MIBEL		Sem PRE Portugal + fios-de-água	
	Preço (€/MWh)	Preço (€/MWh)	Variação (€/MWh)	Preço (€/MWh)	Variação (€/MWh)	Preço (€/MWh)	Variação (€/MWh)	Preço (€/MWh)	Variação (€/MWh)	Preço (€/MWh)	Variação (€/MWh)	Preço (€/MWh)	Variação (€/MWh)
1	46,37	51,15	4,78	46,37	0,00	49,68	3,31	54,68	8,31	98,73	52,36	57,24	10,87
2	40,25	45,64	5,39	40,25	0,00	43,70	3,45	49,32	9,07	91,06	50,81	51,27	11,02
3	36,34	41,34	5,00	36,34	0,00	39,71	3,37	44,92	8,58	84,90	48,56	46,36	10,02
4	36,10	41,49	5,39	36,10	0,00	39,63	3,53	45,24	9,14	86,75	50,64	46,67	10,57
5	35,04	40,10	5,06	35,04	0,00	38,37	3,33	43,64	8,60	85,05	50,01	45,07	10,03
6	37,11	42,49	5,38	37,11	0,00	40,54	3,42	46,14	9,03	88,89	51,78	48,41	11,30
7	41,85	47,54	5,69	41,85	0,00	45,35	3,50	51,27	9,42	94,16	52,31	54,42	12,56
8	45,13	50,52	5,38	45,19	0,06	48,97	3,84	54,63	9,50	95,08	49,94	58,55	13,41
9	47,86	53,76	5,90	48,20	0,34	51,92	4,06	58,41	10,55	98,52	50,66	63,43	15,57
10	50,61	55,11	4,50	51,21	0,60	54,32	3,71	59,82	9,21	103,89	53,29	64,29	13,69
11	51,52	55,74	4,21	52,34	0,82	55,21	3,69	60,70	9,18	109,81	58,28	65,12	13,59
12	50,44	54,36	3,92	51,39	0,95	54,12	3,68	59,45	9,01	112,38	61,94	63,93	13,49
13	49,56	53,27	3,71	50,55	0,99	53,18	3,62	58,33	8,77	112,62	63,06	62,55	12,99
14	49,24	53,11	3,87	50,41	1,17	53,21	3,97	58,71	9,47	110,21	60,96	62,67	13,43
15	46,37	50,26	3,89	47,45	1,08	50,14	3,76	55,52	9,14	111,01	64,63	58,60	12,22
16	43,03	47,09	4,06	44,09	1,07	46,93	3,91	52,49	9,47	102,66	59,63	55,68	12,65
17	41,84	46,42	4,58	42,79	0,95	45,85	4,01	51,86	10,02	99,29	57,45	55,12	13,28
18	42,72	46,92	4,19	43,37	0,65	46,43	3,71	51,69	8,96	100,75	58,03	54,84	12,12
19	43,30	47,23	3,93	43,63	0,33	46,82	3,52	51,44	8,14	101,98	58,67	55,09	11,79
20	45,25	49,16	3,91	45,32	0,07	48,76	3,51	53,12	7,87	99,45	54,20	57,64	12,39
21	51,34	55,33	3,99	51,34	0,00	54,85	3,50	59,24	7,90	102,02	50,68	64,31	12,97
22	58,11	62,08	3,97	58,11	0,00	61,54	3,43	65,91	7,80	107,22	49,11	70,43	12,32
23	53,42	57,45	4,03	53,42	0,00	56,94	3,52	61,29	7,87	103,87	50,45	65,36	11,94
24	48,12	52,21	4,09	48,12	0,00	51,65	3,54	55,96	7,84	98,94	50,83	59,13	11,02
Média	45,46	49,99	4,53	45,83	0,38	49,08	3,62	54,32	8,87	99,97	54,51	57,76	12,30

Tabela 5.15 – Preços médios diários para abril.

Dia	Pólo Português	Sem PRE Eólica		Sem PRE Fotovoltaica		Sem PRE Térmica		Sem PRE Portugal		Sem PRE MIBEL		Sem PRE Portugal + fios-de-água	
	Preço (€/MWh)	Preço (€/MWh)	Variação (€/MWh)	Preço (€/MWh)	Variação (€/MWh)	Preço (€/MWh)	Variação (€/MWh)	Preço (€/MWh)	Variação (€/MWh)	Preço (€/MWh)	Variação (€/MWh)	Preço (€/MWh)	Variação (€/MWh)
1	29,94	36,88	6,94	30,45	0,51	33,81	3,86	41,59	11,65	97,25	67,30	47,24	17,30
2	37,62	45,60	7,98	38,12	0,50	42,13	4,51	50,97	13,35	104,03	66,41	55,69	18,07
3	35,94	39,30	3,36	36,34	0,40	39,77	3,83	43,87	7,93	95,36	59,42	48,09	12,15
4	24,95	29,53	4,58	25,39	0,44	27,87	2,92	33,15	8,20	84,62	59,67	35,83	10,88
5	25,43	29,15	3,72	26,13	0,70	29,13	3,70	33,96	8,53	73,32	47,89	39,31	13,88
6	37,64	40,78	3,14	37,81	0,17	41,92	4,28	45,56	7,92	101,79	64,15	50,38	12,74
7	44,53	50,77	6,24	44,83	0,29	48,28	3,75	55,09	10,56	105,08	60,54	58,61	14,07
8	41,65	50,03	8,38	41,72	0,08	45,23	3,58	53,97	12,32	106,47	64,83	56,92	15,27
9	51,20	55,04	3,85	51,41	0,21	54,88	3,68	59,26	8,06	103,55	52,36	62,46	11,26
10	56,16	57,56	1,40	56,38	0,22	59,76	3,60	61,69	5,53	99,54	43,38	65,03	8,87
11	49,91	52,07	2,16	50,39	0,48	53,37	3,46	56,33	6,42	88,97	39,06	59,50	9,59
12	34,65	42,39	7,74	35,18	0,54	38,30	3,65	46,94	12,29	91,83	57,19	49,19	14,55
13	47,13	55,36	8,23	47,58	0,46	50,51	3,38	59,48	12,36	111,23	64,10	61,38	14,25
14	43,22	49,25	6,04	43,42	0,21	46,03	2,81	52,50	9,29	98,03	54,81	54,58	11,37
15	48,87	50,72	1,85	49,08	0,20	51,94	3,07	54,27	5,40	93,83	44,96	57,32	8,44
16	50,84	53,62	2,78	51,10	0,26	54,11	3,27	57,44	6,60	96,60	45,76	60,53	9,69
17	56,26	59,60	3,34	56,64	0,37	59,96	3,70	63,97	7,71	102,05	45,79	67,41	11,14
18	48,04	55,56	7,51	48,51	0,47	51,73	3,69	60,10	12,06	105,95	57,91	63,60	15,56
19	40,98	44,02	3,04	41,77	0,79	45,24	4,27	49,56	8,58	96,99	56,02	52,69	11,71
20	55,27	57,03	1,77	55,75	0,48	59,13	3,87	61,70	6,43	99,94	44,67	66,20	10,94
21	48,38	52,83	4,45	48,73	0,35	52,17	3,79	57,27	8,89	111,64	63,26	60,41	12,03
22	49,42	51,85	2,43	49,80	0,39	52,97	3,55	56,07	6,65	93,54	44,13	59,26	9,84
23	61,61	62,56	0,95	62,06	0,45	65,26	3,65	66,96	5,35	101,95	40,34	71,56	9,95
24	56,22	58,87	2,65	56,38	0,16	59,64	3,42	62,70	6,48	97,02	40,80	66,27	10,05
25	44,15	54,85	10,71	44,39	0,24	47,34	3,19	58,65	14,50	111,69	67,54	60,90	16,75
26	31,91	38,08	6,17	32,25	0,34	34,57	2,66	41,64	9,73	88,81	56,91	43,43	11,53
27	43,06	46,45	3,38	43,35	0,29	46,27	3,20	50,36	7,29	102,57	59,51	52,44	9,37
28	55,73	58,26	2,53	56,17	0,44	59,62	3,89	63,02	7,29	108,03	52,30	66,77	11,04
29	59,24	63,53	4,29	59,69	0,44	63,45	4,21	68,57	9,33	111,41	52,17	72,69	13,45
30	53,73	58,17	4,43	54,20	0,47	57,87	4,14	63,12	9,38	115,93	62,20	67,04	13,30

74 Resultados Obtidos

O preço médio mensal para o mês de abril foi de 45,46 €/MWh. No caso sem PRE Eólica, o preço seria de 49,99 €/MWh, correspondendo a uma diferença de 4,53 €/MWh. Para a PRE Fotovoltaica, verifica-se um aumento de 0,38 €/MWh, passando o preço para 45,83 €/MWh. A PRE Térmica tem uma influência de 3,62 €/MWh, o que implica que a sua ausência elevaria o preço para 49,08 €/MWh. Para o caso sem a PRE de Portugal, verifica-se um preço de 54,32 €/MWh, com um aumento de 8,87 €/MWh. Relativamente ao caso sem PRE MIBEL, o preço aumenta de 54,51 €/MWh, elevando-se para 99,97 €/MWh. Por último, para o caso em que se considera a PRE de Portugal adicionada da energia produzida por fios-de-água, verificou-se um aumento de 12,30 €/MWh, estabelecendo-se o novo preço em 57,76 €/MWh. A Figura 5.4 representa os preços médios mensais para os diferentes casos analisados.

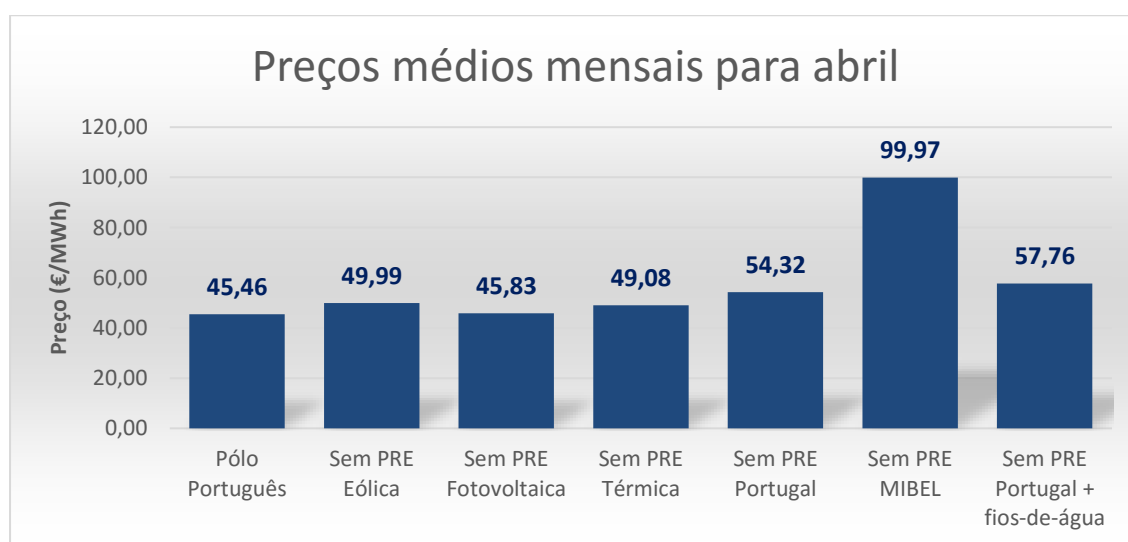


Figura 5.4 - Preços médios mensais para abril.

5.3.5 - Maio

Tabela 5.16 – Preços médios horários para maio.

Hora	Pólo Português	Sem PRE Eólica		Sem PRE Fotovoltaica		Sem PRE Térmica		Sem PRE Portugal		Sem PRE MIBEL		Sem PRE Portugal + fios-de-água	
	Preço (€/MWh)	Preço (€/MWh)	Variação (€/MWh)	Preço (€/MWh)	Variação (€/MWh)	Preço (€/MWh)	Variação (€/MWh)	Preço (€/MWh)	Variação (€/MWh)	Preço (€/MWh)	Variação (€/MWh)	Preço (€/MWh)	Variação (€/MWh)
1	45,35	51,99	6,64	45,35	0,00	48,56	3,20	55,51	10,16	101,99	56,64	58,14	12,79
2	41,42	50,09	8,67	41,42	0,00	45,21	3,79	54,35	12,93	97,41	55,99	56,36	14,95
3	38,80	48,60	9,80	38,80	0,00	42,94	4,14	53,24	14,44	94,97	56,17	55,20	16,39
4	37,85	47,96	10,11	37,85	0,00	42,12	4,27	52,73	14,88	94,54	56,69	54,60	16,75
5	37,16	47,25	10,08	37,16	0,00	41,45	4,29	52,02	14,86	92,81	55,65	54,16	17,00
6	38,95	47,59	8,64	38,95	0,00	42,69	3,74	51,73	12,78	95,07	56,12	54,31	15,36
7	42,19	49,57	7,38	42,20	0,01	45,63	3,44	53,40	11,21	96,50	54,31	56,46	14,27
8	44,42	52,45	8,02	44,63	0,21	48,58	4,16	57,20	12,78	97,29	52,86	61,41	16,99
9	47,36	53,50	6,14	47,87	0,51	51,11	3,75	58,12	10,76	102,10	54,74	62,12	14,76
10	48,73	54,18	5,45	49,53	0,80	52,53	3,80	59,34	10,61	109,10	60,37	63,23	14,51
11	48,93	53,72	4,79	49,93	1,01	52,66	3,73	59,06	10,14	113,05	64,13	63,11	14,19
12	49,16	53,58	4,42	50,31	1,14	52,86	3,69	59,02	9,86	115,86	66,70	63,04	13,87
13	49,17	53,39	4,22	50,38	1,21	52,82	3,65	58,83	9,65	117,03	67,85	62,76	13,59
14	48,87	53,11	4,24	50,11	1,24	52,55	3,68	58,58	9,72	118,68	69,82	62,10	13,23
15	46,44	50,82	4,38	47,65	1,21	50,01	3,57	56,15	9,71	116,99	70,55	59,22	12,78
16	43,58	48,06	4,48	44,68	1,10	47,07	3,49	53,18	9,60	112,56	68,98	56,07	12,49
17	42,89	47,51	4,62	43,84	0,95	46,33	3,45	52,42	9,53	110,33	67,44	55,40	12,51
18	43,52	48,27	4,75	44,26	0,73	46,93	3,41	52,94	9,42	109,41	65,89	55,87	12,35
19	43,50	48,38	4,88	43,95	0,46	46,95	3,45	52,80	9,31	107,92	64,43	55,96	12,47
20	44,29	49,28	4,99	44,45	0,16	47,78	3,49	53,46	9,17	105,94	61,65	57,32	13,03
21	47,59	52,72	5,13	47,61	0,01	51,10	3,51	56,77	9,18	104,82	57,22	60,78	13,19
22	53,46	58,89	5,43	53,46	0,00	56,88	3,42	62,81	9,35	107,46	54,00	66,63	13,16
23	51,90	57,57	5,66	51,90	0,00	55,33	3,42	61,46	9,56	106,72	54,82	64,89	12,99
24	47,36	53,47	6,10	47,36	0,00	50,95	3,59	57,38	10,01	104,00	56,63	60,50	13,14
Média	45,12	51,33	6,21	45,57	0,45	48,79	3,67	55,94	10,82	105,52	60,40	59,15	14,03

Tabela 5.17 – Preços médios diários para maio.

Dia	Pólo Português	Sem PRE Eólica		Sem PRE Fotovoltaica		Sem PRE Térmica		Sem PRE Portugal		Sem PRE MIBEL		Sem PRE Portugal + fios-de-água	
	Preço (€/MWh)	Preço (€/MWh)	Variação (€/MWh)	Preço (€/MWh)	Variação (€/MWh)	Preço (€/MWh)	Variação (€/MWh)	Preço (€/MWh)	Variação (€/MWh)	Preço (€/MWh)	Variação (€/MWh)	Preço (€/MWh)	Variação (€/MWh)
1	38,61	44,53	5,92	39,02	0,41	41,83	3,22	48,57	9,97	104,69	66,09	50,59	11,98
2	40,26	47,07	6,81	40,71	0,45	43,90	3,64	51,67	11,41	103,91	63,65	54,47	14,21
3	38,29	44,88	6,59	38,46	0,17	41,32	3,03	48,68	10,39	94,06	55,77	51,68	13,39
4	45,07	56,66	11,59	45,20	0,13	48,27	3,20	60,81	15,74	104,96	59,89	62,52	17,45
5	45,74	54,35	8,61	46,08	0,35	50,53	4,79	61,01	15,28	101,74	56,00	64,12	18,38
6	59,75	61,24	1,48	60,26	0,51	64,03	4,27	67,07	7,32	109,17	49,42	72,89	13,13
7	49,36	55,91	6,55	49,78	0,42	52,81	3,45	60,49	11,13	102,89	53,53	65,86	16,49
8	38,16	42,61	4,45	38,45	0,29	41,47	3,31	46,91	8,75	100,75	62,59	51,66	13,51
9	52,75	53,57	0,81	53,31	0,56	56,57	3,82	58,80	6,04	100,74	47,99	64,83	12,08
10	42,06	44,54	2,48	42,68	0,62	45,95	3,89	49,86	7,80	103,96	61,90	56,07	14,02
11	52,34	53,73	1,39	52,83	0,49	56,35	4,01	58,88	6,54	104,47	52,13	65,09	12,75
12	52,64	55,88	3,25	53,03	0,39	56,07	3,43	60,19	7,55	97,67	45,04	64,72	12,08
13	48,98	54,01	5,03	49,31	0,33	52,46	3,48	58,26	9,28	102,25	53,27	62,66	13,68
14	44,60	53,46	8,86	45,01	0,42	48,03	3,43	57,70	13,10	109,84	65,24	61,22	16,62
15	43,17	52,98	9,81	43,72	0,55	46,97	3,80	57,76	14,59	119,28	76,10	60,31	17,14
16	33,85	39,97	6,12	34,33	0,48	36,77	2,93	43,74	9,89	98,71	64,87	45,71	11,86
17	29,27	40,06	10,79	29,79	0,52	33,61	4,34	45,38	16,11	91,37	62,10	48,06	18,79
18	51,76	56,04	4,28	52,17	0,41	55,45	3,69	60,51	8,76	107,52	55,77	63,04	11,29
19	42,04	53,12	11,08	42,53	0,48	45,57	3,53	57,46	15,42	113,98	71,94	60,19	18,15
20	46,04	54,29	8,25	46,53	0,50	49,84	3,80	58,92	12,89	114,44	68,40	61,97	15,94
21	43,80	52,12	8,32	44,32	0,52	47,83	4,03	57,01	13,21	120,40	76,59	59,97	16,17
22	44,20	51,93	7,74	44,71	0,52	47,95	3,75	56,51	12,31	119,91	75,72	59,29	15,09
23	34,44	40,89	6,45	34,96	0,53	37,54	3,10	44,79	10,35	103,98	69,54	46,86	12,42
24	31,65	43,83	12,19	32,16	0,51	36,14	4,49	49,17	17,52	96,82	65,17	51,06	19,41
25	48,20	54,48	6,28	48,58	0,38	51,95	3,75	58,88	10,68	110,85	62,65	61,13	12,94
26	47,54	51,67	4,14	47,99	0,45	51,11	3,57	55,93	8,39	111,99	64,45	58,21	10,67
27	48,40	52,95	4,55	48,88	0,48	51,87	3,47	57,12	8,72	110,45	62,05	59,13	10,73
28	52,65	54,95	2,30	53,08	0,43	56,14	3,49	59,07	6,42	105,78	53,13	61,42	8,77
29	54,61	59,07	4,46	55,06	0,44	58,32	3,71	63,44	8,83	103,37	48,76	65,47	10,86
30	50,82	56,05	5,23	51,33	0,51	54,33	3,51	60,27	9,45	97,96	47,14	62,30	11,48
31	47,70	54,40	6,70	48,36	0,66	51,59	3,89	59,19	11,49	103,29	55,59	61,22	13,52

No mês de maio, o preço médio mensal de mercado foi de 45,12 €/MWh. No caso da ausência de PRE Eólica verifica-se um novo preço médio mensal de 51,33 €/MWh, correspondendo a um aumento do preço de 6,21 €/MWh. No caso da PRE Fotovoltaica, o preço sofre um ligeiro aumento de 0,45 €/MWh, elevando-se para 45,57 €/MWh. No caso da PRE Térmica, obteve-se um novo preço de 48,79 €/MWh, o que representa a um aumento de 3,67 €/MWh. Para o caso sem PRE Portugal, verificou-se um novo preço de 55,94 €/MWh, com um aumento relativo ao preço médio mensal de 10,82 €/MWh. No cenário de ausência de PRE MIBEL, o preço passou para 105,52 €/MWh, ou seja, um aumento de 60,40 €/MWh. Por último, para o caso em que se considera a PRE de Portugal adicionada da energia produzida por fios-de-água, verificou-se um aumento de 14,03 €/MWh, estabelecendo-se o novo preço em 59,15 €/MWh. A Figura 5.5 representa os preços médios mensais para os diferentes casos analisados.

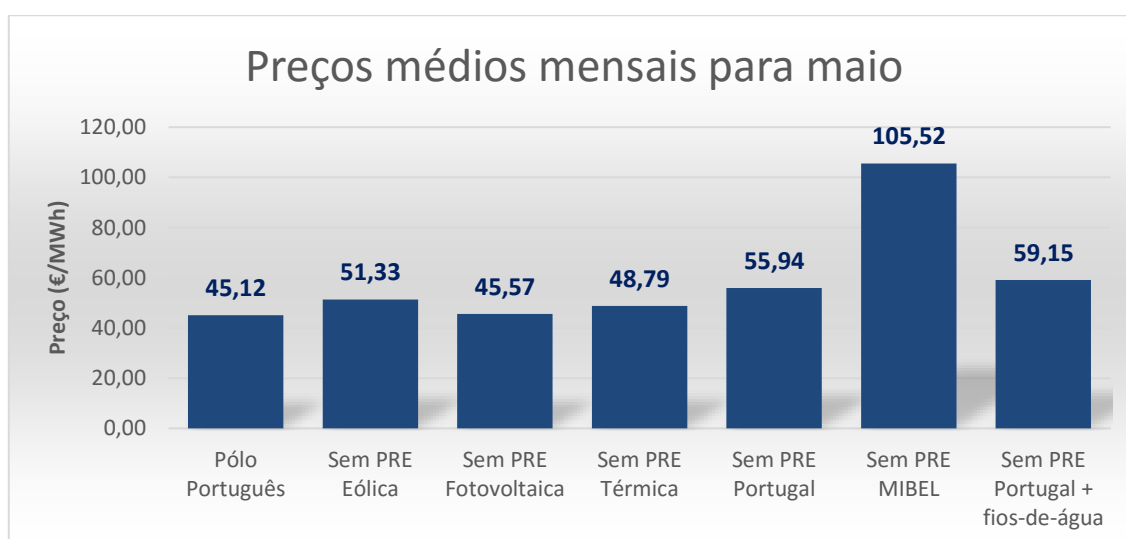


Figura 5.5 - Preços médios mensais para maio.

5.3.6 - Junho

Tabela 5.18 – Preços médios horários para junho.

Hora	Pólo Português	Sem PRE Eólica		Sem PRE Fotovoltaica		Sem PRE Térmica		Sem PRE Portugal		Sem PRE MIBEL		Sem PRE Portugal + fios-de-água	
	Preço (€/MWh)	Preço (€/MWh)	Varição (€/MWh)	Preço (€/MWh)	Varição (€/MWh)	Preço (€/MWh)	Varição (€/MWh)	Preço (€/MWh)	Varição (€/MWh)	Preço (€/MWh)	Varição (€/MWh)	Preço (€/MWh)	Varição (€/MWh)
1	53,80	57,19	3,39	53,80	0,00	56,91	3,11	60,41	6,60	100,52	46,72	61,80	8,00
2	49,28	53,62	4,34	49,28	0,00	53,45	4,17	57,93	8,65	92,50	43,22	59,15	9,87
3	46,59	50,47	3,87	46,59	0,00	50,14	3,54	54,13	7,54	92,25	45,65	54,92	8,32
4	45,80	49,75	3,95	45,80	0,00	49,50	3,71	53,58	7,78	92,17	46,37	54,34	8,54
5	45,56	49,12	3,57	45,56	0,00	49,06	3,50	52,74	7,19	91,70	46,14	53,57	8,01
6	46,62	50,19	3,57	46,62	0,00	50,11	3,49	53,80	7,18	91,69	45,07	55,11	8,49
7	50,11	53,71	3,60	50,13	0,03	53,62	3,51	57,36	7,25	93,80	43,69	59,27	9,16
8	53,58	56,72	3,14	53,79	0,21	57,32	3,75	60,78	7,21	94,00	40,43	63,11	9,54
9	56,97	59,47	2,49	57,49	0,52	60,58	3,61	63,72	6,74	98,45	41,48	66,15	9,18
10	58,43	60,37	1,94	59,15	0,72	61,92	3,49	64,77	6,35	103,65	45,22	67,11	8,68
11	59,43	61,02	1,59	60,34	0,91	62,83	3,40	65,55	6,12	107,32	47,89	67,82	8,39
12	60,21	61,56	1,35	61,24	1,03	63,58	3,37	66,17	5,96	109,92	49,71	68,48	8,26
13	60,67	61,95	1,28	61,76	1,10	63,99	3,33	66,57	5,91	111,62	50,95	68,92	8,26
14	60,54	61,95	1,42	61,66	1,12	63,89	3,36	66,63	6,09	113,27	52,73	68,57	8,04
15	58,04	59,76	1,72	59,18	1,14	61,40	3,36	64,46	6,42	113,28	55,24	66,22	8,18
16	55,17	57,21	2,04	56,23	1,06	58,47	3,30	61,76	6,58	110,03	54,86	63,42	8,24
17	54,83	57,23	2,40	55,75	0,92	58,08	3,25	61,59	6,76	109,24	54,41	63,23	8,40
18	55,37	58,05	2,69	56,08	0,71	58,52	3,16	62,12	6,75	107,98	52,61	63,69	8,32
19	55,63	58,47	2,84	56,11	0,47	58,80	3,17	62,32	6,69	107,25	51,62	63,96	8,32
20	55,29	58,20	2,91	55,50	0,20	58,45	3,16	61,81	6,51	104,78	49,49	63,62	8,33
21	56,48	59,48	3,00	56,50	0,03	59,66	3,19	62,96	6,49	102,66	46,19	64,80	8,32
22	59,53	62,78	3,25	59,53	0,00	62,75	3,22	66,25	6,72	103,74	44,21	68,34	8,81
23	59,95	63,05	3,10	59,95	0,00	63,12	3,17	66,39	6,44	103,70	43,75	68,25	8,30
24	55,27	58,36	3,08	55,27	0,00	58,60	3,32	61,78	6,51	100,41	45,14	63,45	8,18
Média	54,71	57,49	2,77	55,14	0,42	58,12	3,40	61,48	6,77	102,33	47,62	63,22	8,51

Tabela 5.19 – Preços médios diários para junho.

Dia	Pólo Português	Sem PRE Eólica		Sem PRE Fotovoltaica		Sem PRE Térmica		Sem PRE Portugal		Sem PRE MIBEL		Sem PRE Portugal + fios-de-água	
	Preço (€/MWh)	Preço (€/MWh)	Variação (€/MWh)	Preço (€/MWh)	Variação (€/MWh)	Preço (€/MWh)	Variação (€/MWh)	Preço (€/MWh)	Variação (€/MWh)	Preço (€/MWh)	Variação (€/MWh)	Preço (€/MWh)	Variação (€/MWh)
1	55,77	59,51	3,74	56,21	0,44	59,16	3,39	63,53	7,76	99,50	43,73	65,25	9,48
2	56,10	58,21	2,11	56,56	0,46	59,72	3,62	62,49	6,39	99,76	43,66	64,69	8,59
3	55,36	57,17	1,81	55,82	0,46	58,97	3,61	61,44	6,09	102,16	46,80	63,68	8,32
4	56,37	58,35	1,98	56,82	0,45	59,93	3,56	62,56	6,19	104,36	47,99	64,76	8,39
5	55,71	58,15	2,44	56,14	0,44	59,09	3,39	62,14	6,44	102,19	46,49	63,34	7,63
6	48,39	51,07	2,68	48,87	0,48	51,71	3,32	55,06	6,67	106,26	57,87	56,22	7,83
7	46,05	50,46	4,41	46,49	0,44	49,71	3,66	54,78	8,73	111,69	65,63	56,13	10,08
8	55,82	59,21	3,40	56,14	0,32	59,31	3,49	63,19	7,37	106,47	50,65	64,42	8,60
9	57,40	61,25	3,86	57,74	0,34	61,39	4,00	65,79	8,39	98,14	40,74	66,94	9,54
10	57,07	59,22	2,15	57,36	0,29	59,63	2,55	62,20	5,13	96,78	39,70	63,43	6,35
11	60,92	63,43	2,51	61,14	0,22	64,60	3,67	67,51	6,59	99,89	38,97	69,65	8,73
12	58,21	60,69	2,48	58,48	0,28	61,55	3,34	64,49	6,28	99,75	41,54	66,84	8,64
13	56,34	59,73	3,39	56,64	0,31	59,70	3,36	63,56	7,22	99,08	42,74	65,59	9,25
14	50,83	53,46	2,63	51,13	0,30	54,25	3,42	57,40	6,57	98,57	47,74	59,60	8,77
15	55,78	58,08	2,30	56,14	0,36	59,14	3,36	61,98	6,20	98,39	42,61	64,03	8,25
16	53,50	55,72	2,23	53,97	0,48	56,91	3,42	59,78	6,28	102,44	48,95	61,16	7,66
17	48,60	51,69	3,09	49,08	0,48	52,01	3,42	55,75	7,15	109,61	61,01	57,06	8,46
18	45,67	51,81	6,15	46,17	0,51	48,92	3,25	55,74	10,08	110,69	65,02	57,27	11,60
19	48,55	52,14	3,59	49,07	0,52	52,19	3,64	56,49	7,94	114,24	65,69	57,70	9,15
20	46,15	50,20	4,05	46,67	0,52	49,14	2,99	53,85	7,70	104,30	58,15	55,27	9,12
21	47,28	50,05	2,77	47,90	0,61	50,64	3,36	54,18	6,90	103,24	55,95	56,24	8,96
22	60,64	62,57	1,93	61,04	0,40	64,06	3,42	66,54	5,90	99,95	39,31	69,01	8,37
23	58,54	61,28	2,75	58,90	0,37	61,90	3,37	65,17	6,64	101,43	42,89	66,45	7,91
24	59,46	61,26	1,80	59,94	0,48	62,93	3,47	65,36	5,91	100,80	41,34	66,64	7,18
25	60,93	62,69	1,76	61,39	0,46	64,29	3,36	66,66	5,73	99,84	38,91	68,43	7,50
26	62,49	64,30	1,81	62,91	0,42	65,67	3,18	68,04	5,55	101,36	38,87	69,63	7,14
27	56,01	58,62	2,62	56,52	0,51	59,49	3,48	62,78	6,77	100,49	44,48	64,71	8,70
28	49,53	52,19	2,65	50,13	0,59	52,85	3,31	56,25	6,72	97,83	48,30	58,81	9,27
29	58,97	61,36	2,40	59,38	0,41	62,42	3,45	65,36	6,39	97,80	38,83	67,53	8,56
30	59,00	60,69	1,69	59,39	0,39	62,19	3,19	64,39	5,39	102,95	43,95	66,12	7,12

80 Resultados Obtidos

O preço médio mensal no mês de junho foi de 54,71 €/MWh. No caso sem a PRE Eólica, o preço eleva-se para 57,49 €/MWh, com o respetivo aumento de 2,77 €/MWh. Para a simulação sem a presença de PRE Fotovoltaica, o preço volta a sofrer um ligeiro aumento, neste caso de 0,42 €/MWh, para o novo preço de 55,14 €/MWh. Relativamente à PRE Térmica, a sua ausência implica uma subida de preço de 3,40 €/MWh, estabelecendo-se um novo preço de 58,12 €/MWh. No caso sem a PRE de Portugal, obtêm-se um novo preço de 61,48 €/MWh, com o aumento de 6,77 €/MWh relativo ao preço médio mensal. No cenário da PRE do MIBEL, verifica-se um preço de 102,33 €/MWh, com o respetivo aumento de 47,62 €/MWh. Na eventualidade de ausência de PRE de Portugal e de fios-de-água, o preço sofre um aumento de 8,51 €/MWh, para o novo preço de 63,22 €/MWh. A Figura 5.6 representa os preços médios mensais para os diferentes casos analisados.

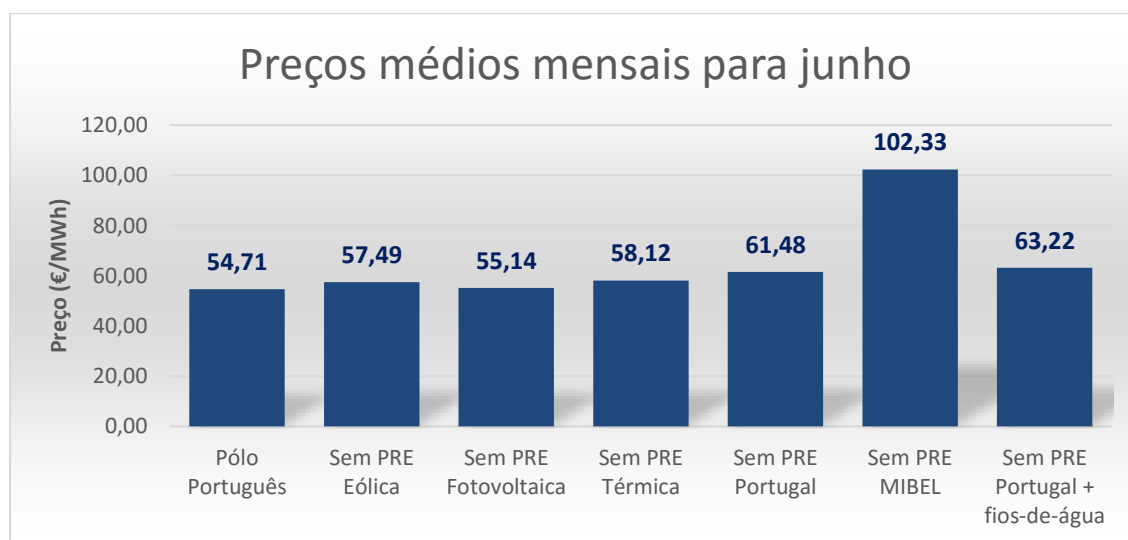


Figura 5.6 - Preços médios mensais para junho.

5.3.7 - Julho

Tabela 5.20 – Preços médios horários para julho.

Hora	Pólo Português	Sem PRE Eólica		Sem PRE Fotovoltaica		Sem PRE Térmica		Sem PRE Portugal		Sem PRE MIBEL		Sem PRE Portugal + fios-de-água	
	Preço (€/MWh)	Preço (€/MWh)	Variação (€/MWh)	Preço (€/MWh)	Variação (€/MWh)	Preço (€/MWh)	Variação (€/MWh)	Preço (€/MWh)	Variação (€/MWh)	Preço (€/MWh)	Variação (€/MWh)	Preço (€/MWh)	Variação (€/MWh)
1	60,11	65,18	5,08	60,11	0,00	63,15	3,04	68,31	8,20	104,86	44,75	69,29	9,19
2	53,11	58,19	5,08	53,11	0,00	56,24	3,12	61,39	8,28	97,00	43,89	62,01	8,90
3	49,98	55,04	5,06	49,98	0,00	53,32	3,34	58,47	8,49	91,87	41,89	58,90	8,92
4	49,67	54,69	5,01	49,67	0,00	52,96	3,28	58,05	8,38	93,11	43,43	58,44	8,77
5	49,29	54,31	5,02	49,29	0,00	52,61	3,32	57,71	8,42	92,10	42,81	58,07	8,78
6	49,92	54,82	4,90	49,92	0,00	53,26	3,34	58,24	8,32	92,03	42,10	58,86	8,93
7	54,00	58,73	4,73	54,02	0,01	57,43	3,43	62,25	8,25	95,10	41,10	63,30	9,30
8	56,16	60,18	4,03	56,33	0,17	59,83	3,67	64,10	7,95	93,71	37,55	65,52	9,37
9	59,81	62,98	3,17	60,25	0,44	63,30	3,49	66,99	7,18	97,66	37,85	68,62	8,81
10	62,92	65,19	2,28	63,58	0,67	66,18	3,27	69,24	6,33	102,98	40,06	70,96	8,04
11	64,54	66,42	1,89	65,40	0,87	67,72	3,19	70,58	6,05	107,70	43,17	72,37	7,83
12	65,95	67,94	1,98	67,02	1,07	69,27	3,31	72,42	6,47	113,38	47,43	74,28	8,32
13	66,73	69,14	2,41	68,01	1,28	70,31	3,58	74,12	7,39	114,59	47,86	76,02	9,29
14	66,59	69,42	2,83	67,90	1,32	70,15	3,57	74,41	7,82	116,23	49,64	76,04	9,45
15	64,21	67,28	3,07	65,44	1,23	67,54	3,32	71,93	7,71	113,30	49,08	73,13	8,91
16	61,55	65,21	3,67	62,70	1,15	64,83	3,28	69,75	8,20	111,10	49,56	70,91	9,36
17	60,62	64,72	4,10	61,60	0,98	63,79	3,17	68,98	8,36	109,95	49,34	70,15	9,53
18	61,00	65,44	4,43	61,79	0,79	64,12	3,12	69,44	8,44	109,51	48,51	70,59	9,59
19	60,33	64,97	4,64	60,86	0,53	63,47	3,14	68,74	8,41	108,09	47,76	69,88	9,55
20	60,12	64,78	4,66	60,35	0,23	63,30	3,18	68,30	8,18	106,15	46,02	69,54	9,42
21	61,35	65,66	4,31	61,37	0,03	64,34	2,99	68,78	7,44	105,33	43,98	70,10	8,76
22	64,83	69,37	4,54	64,83	0,00	67,92	3,09	72,55	7,72	107,25	42,41	74,04	9,21
23	65,67	70,21	4,54	65,67	0,00	68,71	3,05	73,33	7,67	107,42	41,75	74,54	8,87
24	60,81	65,56	4,75	60,81	0,00	64,05	3,24	68,88	8,07	104,23	43,42	70,05	9,24
Média	59,55	63,56	4,01	60,00	0,45	62,83	3,27	67,37	7,82	103,94	44,39	68,57	9,01

Tabela 5.21 – Preços médios diários para maio.

Dia	Pólo Português	Sem PRE Eólica		Sem PRE Fotovoltaica		Sem PRE Térmica		Sem PRE Portugal		Sem PRE MIBEL		Sem PRE Portugal + fios-de-água	
	Preço (€/MWh)	Preço (€/MWh)	Variação (€/MWh)	Preço (€/MWh)	Variação (€/MWh)	Preço (€/MWh)	Variação (€/MWh)	Preço (€/MWh)	Variação (€/MWh)	Preço (€/MWh)	Variação (€/MWh)	Preço (€/MWh)	Variação (€/MWh)
1	59,44	61,46	2,02	59,69	0,25	62,79	3,35	65,19	5,75	104,58	45,14	66,51	7,07
2	63,93	66,13	2,20	64,33	0,40	66,99	3,06	69,70	5,77	103,17	39,24	70,83	6,90
3	60,08	62,54	2,46	60,48	0,40	63,25	3,16	66,21	6,13	106,79	46,71	67,25	7,17
4	56,56	58,80	2,24	57,01	0,46	59,55	2,99	62,35	5,79	99,96	43,41	63,09	6,53
5	51,70	59,16	7,47	53,26	1,56	57,76	6,07	67,04	15,35	93,47	41,78	68,73	17,03
6	59,47	61,77	2,30	59,84	0,37	62,58	3,12	65,35	5,88	100,33	40,86	66,45	6,98
7	61,03	64,70	3,67	61,40	0,37	64,11	3,08	68,24	7,21	100,50	39,47	69,36	8,32
8	59,22	62,61	3,39	59,62	0,40	62,39	3,17	66,27	7,05	106,33	47,11	67,63	8,42
9	59,71	63,26	3,54	60,11	0,39	62,76	3,05	66,78	7,06	105,55	45,83	67,61	7,90
10	62,93	66,91	3,99	63,29	0,36	66,17	3,24	70,61	7,68	105,91	42,98	71,94	9,02
11	55,92	61,11	5,19	56,43	0,50	59,04	3,12	64,82	8,90	105,21	49,29	66,03	10,11
12	52,39	55,76	3,36	52,92	0,53	55,39	2,99	59,38	6,99	99,81	47,41	60,48	8,09
13	62,47	64,81	2,34	62,85	0,38	65,54	3,07	68,34	5,87	102,41	39,94	69,54	7,07
14	60,41	62,75	2,34	60,77	0,36	63,18	2,78	65,97	5,56	103,29	42,88	67,47	7,06
15	61,53	64,56	3,03	61,89	0,36	64,39	2,86	67,86	6,34	105,42	43,89	69,28	7,75
16	64,23	68,34	4,11	64,57	0,34	67,10	2,87	71,63	7,40	102,26	38,03	72,54	8,31
17	63,45	65,80	2,35	63,70	0,25	66,50	3,04	69,18	5,72	98,86	35,41	70,29	6,84
18	61,89	65,45	3,56	62,33	0,44	65,17	3,28	69,25	7,36	103,03	41,13	70,52	8,62
19	56,16	59,95	3,79	56,68	0,53	59,46	3,30	63,88	7,72	102,71	46,56	65,33	9,18
20	63,85	66,52	2,67	64,22	0,37	66,92	3,07	70,05	6,20	98,41	34,56	71,41	7,56
21	65,23	69,29	4,06	65,59	0,36	68,34	3,10	72,83	7,59	101,64	36,41	74,06	8,83
22	63,97	68,73	4,76	64,38	0,41	67,31	3,34	72,55	8,58	107,34	43,37	73,74	9,77
23	64,44	69,29	4,85	64,85	0,41	67,60	3,16	72,91	8,47	105,01	40,57	74,12	9,68
24	59,66	66,74	7,08	60,02	0,36	63,12	3,45	70,63	10,97	111,65	51,99	71,67	12,01
25	51,49	56,99	5,50	52,03	0,54	54,91	3,42	61,04	9,55	109,29	57,80	62,05	10,56
26	49,36	56,77	7,41	50,23	0,87	53,54	4,18	61,95	12,59	111,18	61,82	63,89	14,53
27	60,62	67,22	6,60	61,05	0,42	63,95	3,33	71,06	10,44	106,93	46,31	72,49	11,87
28	62,69	69,67	6,98	63,11	0,42	66,03	3,34	73,52	10,83	107,03	44,34	74,58	11,89
29	60,45	66,59	6,15	60,86	0,41	63,62	3,17	70,25	9,81	107,06	46,61	71,37	10,92
30	56,28	58,27	1,99	56,63	0,36	59,40	3,12	61,83	5,55	106,48	50,21	62,64	6,36
31	55,59	58,40	2,80	55,90	0,31	58,74	3,14	61,93	6,33	100,61	45,01	62,68	7,09

No mês de julho, o preço médio de mercado foi de 59,55 €/MWh. A ausência da PRE Eólica corresponde a um aumento de 4,01 €/MWh, com o preço médio mensal a fixar-se em 63,56 €/MWh. Para o caso da PRE Fotovoltaica, verifica-se que o preço sofre um ligeiro aumento de 0,45 €/MWh, elevando-se para 60,00 €/MWh. No caso sem a presença de PRE Térmica, obteve-se um novo preço de 62,83 €/MWh, o que corresponde a um aumento de 3,27 €/MWh. Para o caso sem PRE Portugal, verificou-se um novo preço de 67,37 €/MWh, com um aumento relativo ao preço médio mensal de 7,82 €/MWh. No caso de ausência de PRE MIBEL, o preço passou para 103,94 €/MWh, ou seja, um aumento de 44,39 €/MWh. Por último, para o caso em que se considera a PRE de Portugal adicionada da energia produzida por fios-de-água, verificou-se um aumento de 9,01 €/MWh, estabelecendo-se o novo preço em 68,57 €/MWh. A Figura 5.7 representa os preços médios mensais para os diferentes casos analisados.

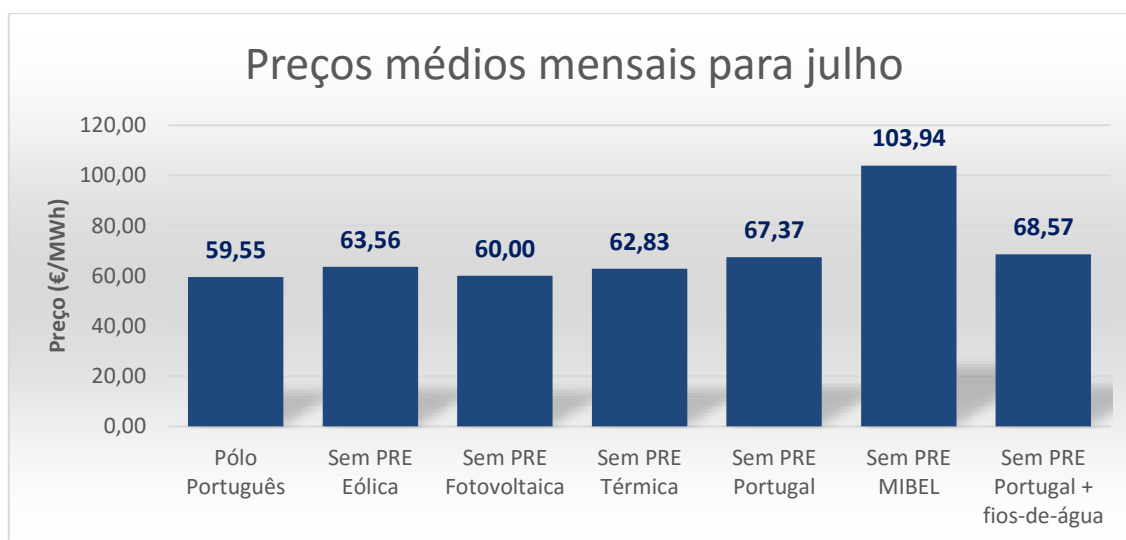


Figura 5.7 - Preços médios mensais para julho.

5.3.8 - Agosto

Tabela 5.22 – Preços médios horários para agosto.

Hora	Pólo Português	Sem PRE Eólica		Sem PRE Fotovoltaica		Sem PRE Térmica		Sem PRE Portugal		Sem PRE MIBEL		Sem PRE Portugal + fios-de-água	
	Preço (€/MWh)	Preço (€/MWh)	Variação (€/MWh)	Preço (€/MWh)	Variação (€/MWh)	Preço (€/MWh)	Variação (€/MWh)	Preço (€/MWh)	Variação (€/MWh)	Preço (€/MWh)	Variação (€/MWh)	Preço (€/MWh)	Variação (€/MWh)
1	54,68	59,43	4,75	54,68	0,00	58,05	3,37	62,86	8,19	100,71	46,03	63,89	9,21
2	49,43	54,16	4,72	49,43	0,00	52,90	3,46	57,68	8,25	95,04	45,61	58,53	9,09
3	46,79	51,60	4,81	46,79	0,00	50,37	3,58	55,24	8,46	92,83	46,04	55,97	9,18
4	46,24	51,23	4,99	46,24	0,00	50,02	3,79	55,08	8,85	93,40	47,16	55,82	9,58
5	49,96	54,75	4,79	49,96	0,00	53,73	3,77	58,59	8,62	95,80	45,95	59,28	9,32
6	46,31	50,99	4,68	46,31	0,00	50,15	3,84	54,90	8,59	92,33	46,02	55,92	9,61
7	50,45	54,93	4,47	50,46	0,00	54,29	3,84	58,83	8,38	95,42	44,96	60,13	9,68
8	52,22	56,23	4,01	52,30	0,09	56,31	4,09	60,46	8,25	94,08	41,86	61,93	9,71
9	54,83	58,21	3,38	55,22	0,38	58,67	3,84	62,51	7,68	96,11	41,27	64,08	9,25
10	58,86	61,65	2,79	59,51	0,65	62,49	3,63	66,03	7,17	101,91	43,05	67,61	8,75
11	60,28	62,78	2,50	61,15	0,87	63,79	3,51	67,26	6,98	107,93	47,65	68,83	8,55
12	61,07	63,48	2,42	62,06	0,99	64,49	3,42	67,98	6,91	111,01	49,95	69,49	8,42
13	61,16	63,61	2,45	62,22	1,06	64,49	3,33	68,07	6,91	112,04	50,88	69,54	8,38
14	60,94	63,64	2,70	62,01	1,07	64,21	3,27	68,05	7,11	112,75	51,81	69,31	8,37
15	58,22	61,22	2,99	59,29	1,07	61,43	3,21	65,56	7,34	111,04	52,81	66,60	8,38
16	55,79	59,21	3,43	56,80	1,01	59,03	3,24	63,54	7,75	109,31	53,52	64,60	8,81
17	55,20	59,05	3,85	56,09	0,89	58,42	3,22	63,23	8,04	108,73	53,53	64,34	9,14
18	56,00	61,97	5,97	56,78	0,78	59,63	3,63	66,46	10,46	109,93	53,93	67,78	11,78
19	56,06	60,44	4,38	56,48	0,42	59,29	3,23	64,16	8,10	107,26	51,19	65,37	9,31
20	56,65	63,17	6,52	56,79	0,14	60,42	3,77	67,17	10,53	106,49	49,84	68,66	12,01
21	59,09	63,25	4,16	59,10	0,00	62,38	3,29	66,63	7,53	103,51	44,41	68,22	9,12
22	65,53	69,76	4,23	65,53	0,00	68,82	3,29	73,12	7,59	108,20	42,67	74,57	9,05
23	64,03	68,29	4,27	64,03	0,00	67,35	3,33	71,68	7,66	107,25	43,22	72,84	8,82
24	57,33	61,66	4,33	57,33	0,00	60,83	3,49	65,21	7,88	101,42	44,09	66,36	9,02
Média	55,71	59,78	4,07	56,11	0,39	59,23	3,52	63,76	8,05	103,10	47,39	64,99	9,27

Tabela 5.23 – Preços médios diários para agosto.

Dia	Pólo Português	Sem PRE Eólica		Sem PRE Fotovoltaica		Sem PRE Térmica		Sem PRE Portugal		Sem PRE MIBEL		Sem PRE Portugal + fios-de-água	
	Preço (€/MWh)	Preço (€/MWh)	Variação (€/MWh)	Preço (€/MWh)	Variação (€/MWh)	Preço (€/MWh)	Variação (€/MWh)	Preço (€/MWh)	Variação (€/MWh)	Preço (€/MWh)	Variação (€/MWh)	Preço (€/MWh)	Variação (€/MWh)
1	53,41	56,01	2,60	53,90	0,49	56,60	3,19	59,77	6,36	100,80	47,39	60,71	7,29
2	45,73	48,67	2,94	46,24	0,51	49,10	3,36	52,63	6,90	100,44	54,71	54,19	8,45
3	61,25	64,53	3,28	61,56	0,31	64,71	3,46	68,38	7,13	103,29	42,04	69,45	8,19
4	61,70	64,76	3,07	62,13	0,43	65,05	3,35	68,62	6,92	100,08	38,38	69,68	7,98
5	61,37	63,76	2,39	61,80	0,43	64,82	3,46	67,72	6,35	103,39	42,03	69,04	7,67
6	62,42	65,78	3,36	62,80	0,38	65,76	3,34	69,57	7,15	101,20	38,78	71,37	8,95
7	62,82	69,38	6,56	63,15	0,33	66,35	3,53	73,31	10,49	106,63	43,82	74,60	11,79
8	54,85	61,57	6,71	55,27	0,42	58,34	3,49	65,55	10,70	108,53	53,68	67,34	12,49
9	46,40	50,81	4,41	46,70	0,30	49,74	3,34	54,52	8,12	105,87	59,47	55,88	9,47
10	60,23	62,60	2,37	60,62	0,39	63,82	3,59	66,65	6,43	102,24	42,01	68,59	8,36
11	62,05	64,58	2,53	62,41	0,36	65,38	3,33	68,35	6,30	99,77	37,72	69,55	7,50
12	59,47	62,82	3,35	59,71	0,24	62,83	3,36	66,48	7,01	97,74	38,27	67,63	8,16
13	52,24	60,65	8,41	52,61	0,37	55,62	3,38	64,47	12,23	107,22	54,98	65,66	13,42
14	55,16	62,34	7,18	55,61	0,45	58,71	3,55	66,42	11,26	107,93	52,77	67,03	11,87
15	49,10	54,08	4,98	49,66	0,56	52,92	3,83	58,56	9,46	107,17	58,07	60,04	10,94
16	52,05	55,73	3,68	52,46	0,41	56,14	4,09	60,32	8,28	104,39	52,34	61,54	9,49
17	59,99	63,85	3,86	60,36	0,38	63,63	3,64	67,93	7,95	102,37	42,38	68,95	8,97
18	55,90	60,26	4,36	56,31	0,41	59,36	3,46	64,19	8,29	100,98	45,08	64,72	8,82
19	57,29	59,43	2,13	57,69	0,40	60,64	3,35	63,24	5,95	98,81	41,52	64,20	6,90
20	57,72	59,38	1,66	58,12	0,40	61,15	3,43	63,28	5,56	97,40	39,68	64,23	6,51
21	61,82	64,29	2,47	62,18	0,36	65,37	3,55	68,27	6,45	100,12	38,31	69,72	7,90
22	53,87	59,72	5,85	54,27	0,40	57,40	3,53	63,73	9,86	99,61	45,75	64,36	10,50
23	32,83	45,16	12,32	33,20	0,37	36,74	3,91	49,53	16,69	93,69	60,85	50,81	17,98
24	52,92	55,99	3,07	53,22	0,30	56,02	3,10	59,45	6,52	103,03	50,11	60,12	7,20
25	60,40	62,45	2,05	60,82	0,42	63,88	3,48	66,41	6,01	102,17	41,77	67,08	6,68
26	54,92	59,31	4,39	55,33	0,41	58,75	3,83	63,62	8,70	110,69	55,77	64,47	9,55
27	51,23	57,55	6,32	51,61	0,39	55,20	3,97	61,97	10,75	112,58	61,35	63,59	12,37
28	60,27	62,48	2,21	60,67	0,40	63,89	3,63	66,57	6,30	103,54	43,27	68,36	8,09
29	52,39	53,85	1,46	52,81	0,41	56,01	3,62	57,96	5,56	104,17	51,78	59,02	6,62
30	46,76	51,35	4,59	47,23	0,47	50,39	3,63	55,52	8,76	105,05	58,29	57,04	10,28
31	68,54	70,04	1,51	68,80	0,26	71,83	3,29	73,65	5,11	105,23	36,83	75,61	7,07

86 Resultados Obtidos

O preço médio de mercado foi de 55,71 €/MWh no mês de agosto. A influência de PRE Eólica corresponde a um aumento de 4,07 €/MWh, com o preço médio mensal a elevar-se para 59,78 €/MWh. No caso da PRE Fotovoltaica, o preço sofre um ligeiro aumento de 0,39 €/MWh, elevando-se para 56,11 €/MWh. Relativamente à ausência de PRE Térmica, obteve-se um novo preço de 59,23 €/MWh, o que corresponde a um aumento de 3,52 €/MWh. Para o caso sem PRE Portugal, verificou-se um aumento de 8,05 €/MWh, para o novo preço de 63,76 €/MWh. No cenário de ausência de PRE MIBEL, o preço sofreu um aumento de 47,39 €/MWh, ou seja, o preço elevar-se-ia para 103,10 €/MWh. Por último, para o caso em que se considera a PRE de Portugal adicionada da energia produzida por fios-de-água, verificou-se um aumento de 9,27 €/MWh, estabelecendo-se o novo preço em 64,99 €/MWh. A Figura 5.8 representa os preços médios mensais para os diferentes casos analisados.

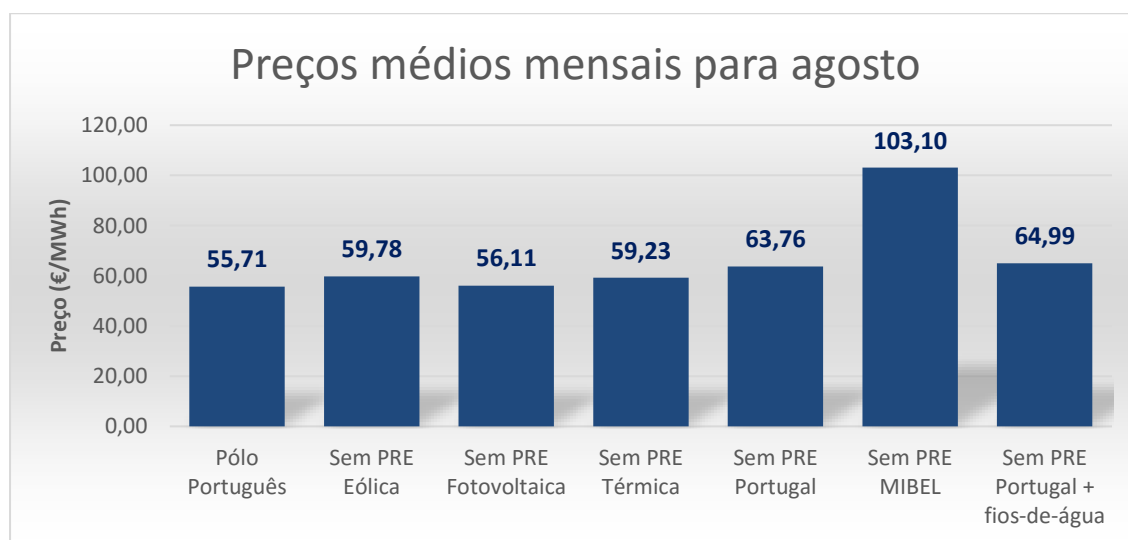


Figura 5.8 - Preços médios mensais para agosto.

5.3.9 - Setembro

Tabela 5.24 – Preços médios horários para setembro.

Hora	Pólo Português	Sem PRE Eólica		Sem PRE Fotovoltaica		Sem PRE Térmica		Sem PRE Portugal		Sem PRE MIBEL		Sem PRE Portugal + fios-de-água	
	Preço (€/MWh)	Preço (€/MWh)	Variação (€/MWh)	Preço (€/MWh)	Variação (€/MWh)	Preço (€/MWh)	Variação (€/MWh)	Preço (€/MWh)	Variação (€/MWh)	Preço (€/MWh)	Variação (€/MWh)	Preço (€/MWh)	Variação (€/MWh)
1	50,16	54,24	4,09	50,16	0,00	53,55	3,39	57,71	7,55	96,84	46,69	58,81	8,65
2	47,81	54,91	7,10	47,81	0,00	51,94	4,12	59,19	11,37	97,15	49,34	60,12	12,31
3	44,52	49,82	5,31	44,52	0,00	48,28	3,77	53,69	9,18	90,93	46,42	54,24	9,72
4	44,21	48,56	4,35	44,21	0,00	47,92	3,71	52,35	8,14	91,19	46,98	52,80	8,58
5	43,57	47,92	4,35	43,57	0,00	47,33	3,76	51,75	8,18	90,47	46,90	52,24	8,67
6	44,46	48,86	4,40	44,46	0,00	48,23	3,77	52,72	8,26	91,22	46,76	53,68	9,22
7	48,48	52,79	4,31	48,48	0,00	52,18	3,70	56,57	8,09	94,52	46,04	58,40	9,92
8	51,78	55,70	3,92	51,81	0,03	55,65	3,87	59,67	7,89	94,09	42,31	61,63	9,85
9	52,96	56,48	3,52	53,26	0,30	56,73	3,77	60,63	7,68	94,97	42,01	62,98	10,03
10	55,44	58,41	2,97	56,07	0,63	59,10	3,66	62,85	7,41	98,49	43,05	65,19	9,75
11	56,37	59,02	2,65	57,25	0,87	59,95	3,58	63,62	7,24	103,64	47,27	65,86	9,48
12	55,96	58,38	2,43	56,98	1,02	59,51	3,56	63,11	7,15	107,33	51,37	65,33	9,38
13	56,23	58,52	2,29	57,31	1,08	59,72	3,49	63,22	6,99	108,77	52,54	65,36	9,13
14	55,78	58,12	2,34	56,87	1,09	59,22	3,44	62,77	6,99	108,90	53,12	64,56	8,78
15	53,56	56,01	2,45	54,64	1,08	56,93	3,38	60,59	7,03	107,25	53,69	62,25	8,69
16	51,55	54,29	2,74	52,64	1,09	55,23	3,68	59,18	7,63	104,27	52,73	60,90	9,36
17	51,11	54,10	3,00	52,03	0,92	54,73	3,63	58,77	7,67	102,45	51,35	60,58	9,47
18	52,31	56,81	4,51	53,02	0,71	56,29	3,99	61,64	9,34	103,11	50,80	63,55	11,25
19	52,55	56,92	4,36	52,83	0,28	56,19	3,63	60,96	8,41	101,87	49,32	62,68	10,12
20	53,07	56,84	3,77	53,09	0,02	56,41	3,34	60,34	7,27	99,62	46,55	62,35	9,28
21	57,36	61,24	3,88	57,36	0,00	60,71	3,34	64,72	7,36	101,10	43,74	67,27	9,91
22	60,58	64,41	3,83	60,58	0,00	63,94	3,37	67,91	7,33	104,42	43,84	70,00	9,42
23	54,32	58,12	3,80	54,32	0,00	57,82	3,50	61,73	7,41	99,88	45,55	63,60	9,27
24	50,25	54,03	3,78	50,25	0,00	53,92	3,67	57,77	7,52	96,76	46,51	59,14	8,89
Média	51,85	55,60	3,76	52,23	0,38	55,48	3,63	59,73	7,88	99,55	47,70	61,40	9,55

Tabela 5.25 – Preços médios diários para setembro.

Dia	Pólo Português	Sem PRE Eólica		Sem PRE Fotovoltaica		Sem PRE Térmica		Sem PRE Portugal		Sem PRE MIBEL		Sem PRE Portugal + fios-de-água	
	Preço (€/MWh)	Preço (€/MWh)	Variação (€/MWh)	Preço (€/MWh)	Variação (€/MWh)	Preço (€/MWh)	Variação (€/MWh)	Preço (€/MWh)	Variação (€/MWh)	Preço (€/MWh)	Variação (€/MWh)	Preço (€/MWh)	Variação (€/MWh)
1	57,96	59,79	1,83	58,27	0,32	61,12	3,16	63,32	5,36	100,57	42,61	65,30	7,34
2	58,16	61,15	2,99	58,51	0,35	61,26	3,10	64,65	6,49	99,03	40,87	66,24	8,08
3	54,72	59,03	4,31	55,03	0,31	58,15	3,43	62,83	8,10	108,25	53,53	64,02	9,30
4	54,76	59,16	4,40	55,13	0,37	58,17	3,41	62,99	8,24	105,20	50,44	64,09	9,33
5	51,75	55,29	3,54	52,07	0,31	55,10	3,35	59,01	7,26	102,57	50,81	60,51	8,76
6	50,96	53,52	2,56	51,46	0,50	54,35	3,39	57,48	6,52	96,60	45,64	58,72	7,76
7	59,03	61,19	2,16	59,40	0,37	62,53	3,50	65,11	6,08	95,65	36,63	66,51	7,49
8	61,26	63,25	1,98	61,58	0,32	64,70	3,44	67,06	5,79	94,95	33,69	68,84	7,58
9	60,89	62,67	1,78	61,22	0,33	64,24	3,35	66,40	5,50	95,99	35,10	67,81	6,91
10	59,61	61,96	2,35	59,98	0,36	63,02	3,40	65,78	6,17	96,36	36,74	67,71	8,09
11	55,69	57,86	2,17	56,08	0,39	59,34	3,64	61,94	6,25	96,61	40,92	63,43	7,74
12	51,60	55,01	3,41	52,03	0,44	55,37	3,77	59,26	7,67	99,29	47,69	60,31	8,71
13	36,46	47,40	10,94	36,81	0,35	40,39	3,93	51,74	15,28	100,59	64,12	53,33	16,86
14	49,66	52,98	3,32	49,98	0,32	53,13	3,47	56,82	7,16	103,98	54,32	58,24	8,59
15	46,92	57,86	10,94	47,05	0,13	50,39	3,48	61,62	14,70	110,03	63,11	62,48	15,57
16	34,39	48,74	14,35	34,54	0,16	38,19	3,80	53,24	18,85	101,96	67,57	55,22	20,83
17	48,16	51,27	3,11	48,56	0,40	51,64	3,48	55,45	7,29	101,30	53,14	56,72	8,56
18	53,82	56,35	2,54	54,26	0,45	57,58	3,76	60,76	6,95	98,25	44,43	61,84	8,03
19	47,19	49,82	2,63	47,75	0,57	51,28	4,09	54,66	7,48	107,03	59,84	56,34	9,15
20	46,08	47,83	1,75	46,66	0,58	49,88	3,80	52,37	6,29	98,05	51,97	54,28	8,20
21	54,50	56,76	2,25	54,86	0,35	58,23	3,72	60,95	6,45	93,57	39,06	62,71	8,21
22	48,81	55,46	6,66	49,26	0,45	52,55	3,75	59,78	10,98	106,04	57,24	61,34	12,54
23	49,71	55,14	5,43	50,14	0,43	53,53	3,81	59,49	9,78	105,71	56,00	61,24	11,53
24	52,55	55,62	3,07	53,22	0,67	57,54	4,99	61,42	8,87	96,44	43,89	63,58	11,03
25	52,36	53,36	1,00	52,72	0,36	56,16	3,80	57,64	5,28	97,38	45,03	60,23	7,87
26	50,80	51,89	1,09	51,24	0,44	54,49	3,69	56,10	5,30	91,88	41,08	58,51	7,70
27	46,06	47,74	1,67	46,57	0,51	49,89	3,83	52,18	6,12	97,12	51,06	54,50	8,44
28	51,36	55,82	4,46	51,66	0,30	55,01	3,64	59,85	8,48	98,91	47,55	61,84	10,47
29	54,25	55,92	1,67	54,50	0,25	57,61	3,36	59,62	5,38	93,26	39,01	61,68	7,43
30	56,00	58,29	2,30	56,33	0,34	59,55	3,55	62,29	6,30	93,99	37,99	64,31	8,31

No mês de setembro o preço médio mensal foi de 51,85 €/MWh. No caso sem PRE Eólica verifica-se um aumento do preço para 55,60 €/MWh, com uma diferença de 3,76 €/MWh. Para o caso sem PRE Fotovoltaica o preço aumenta de 0,38 €/MWh, para o preço médio mensal de 52,23 €/MWh. No caso de ausência de PRE Térmica o preço eleva-se para 55,48 €/MWh, correspondendo a um aumento de 3,63 €/MWh. Para o cenário sem PRE Portugal, observa-se uma variação de 7,88 €/MWh, fixando-se o preço em 59,73 €/MWh. No estudo da ausência de PRE de Portugal, o preço sofre um aumento de 47,70 €/MWh, elevando-se para 99,55 €/MWh. Por último no cenário em que é considerada a ausência de PRE de Portugal adicionada da energia produzida por fios-de-água, verifica-se um novo preço de 61,40 €/MWh, o que corresponde a um aumento de 9,55 €/MWh. A Figura 5.9 representa os preços médios mensais para os diferentes casos analisados.

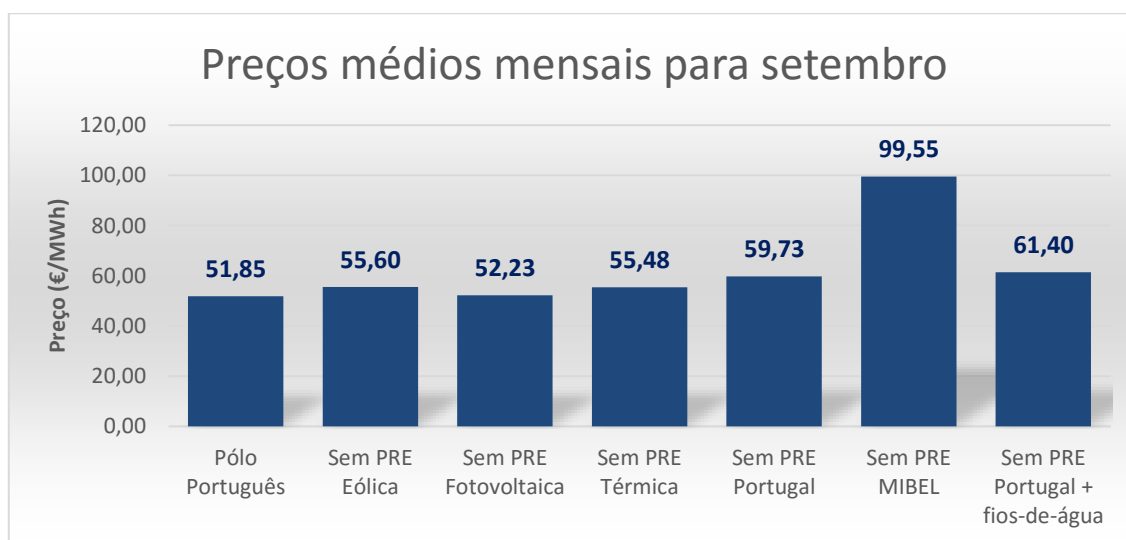


Figura 5.9 - Preços médios mensais para setembro.

5.3.10 -Outubro

Tabela 5.26 – Preços médios horários para outubro.

Hora	Pólo Português	Sem PRE Eólica		Sem PRE Fotovoltaica		Sem PRE Térmica		Sem PRE Portugal		Sem PRE MIBEL		Sem PRE Portugal + fios-de-água	
	Preço (€/MWh)	Preço (€/MWh)	Variação (€/MWh)	Preço (€/MWh)	Variação (€/MWh)	Preço (€/MWh)	Variação (€/MWh)	Preço (€/MWh)	Variação (€/MWh)	Preço (€/MWh)	Variação (€/MWh)	Preço (€/MWh)	Variação (€/MWh)
1	46,24	53,63	7,40	46,24	0,00	49,42	3,18	57,05	10,82	98,00	51,77	58,17	11,93
2	42,57	50,25	7,68	42,57	0,00	45,83	3,26	53,75	11,18	94,78	52,21	54,58	12,01
3	40,08	48,06	7,98	40,08	0,00	43,51	3,43	51,75	11,67	91,58	51,49	52,46	12,38
4	39,16	49,87	10,71	39,16	0,00	43,15	3,99	54,25	15,09	94,72	55,56	54,88	15,73
5	38,59	49,12	10,53	38,59	0,00	42,55	3,96	53,48	14,88	93,24	54,64	54,12	15,52
6	40,46	48,57	8,11	40,46	0,00	43,83	3,37	52,22	11,77	94,39	53,93	53,36	12,91
7	44,59	52,57	7,98	44,59	0,00	47,92	3,34	56,18	11,59	97,66	53,07	58,42	13,83
8	50,73	59,50	8,77	50,74	0,01	54,68	3,94	63,78	13,05	100,27	49,54	66,41	15,68
9	52,47	62,10	9,63	52,64	0,17	56,81	4,34	67,02	14,55	99,81	47,33	70,02	17,55
10	55,15	61,27	6,13	55,53	0,38	58,46	3,31	65,35	10,20	102,76	47,61	67,66	12,51
11	55,45	61,09	5,64	56,00	0,55	58,67	3,22	65,28	9,83	105,06	49,61	67,52	12,07
12	54,84	60,22	5,38	55,50	0,66	58,06	3,22	64,51	9,68	107,88	53,05	66,81	11,97
13	54,32	60,86	6,54	55,06	0,74	57,82	3,50	65,53	11,21	108,44	54,12	67,98	13,65
14	53,21	58,02	4,81	53,91	0,70	56,36	3,14	62,25	9,04	107,99	54,78	64,34	11,13
15	51,46	56,08	4,62	52,12	0,66	54,57	3,11	60,26	8,80	107,08	55,63	62,27	10,81
16	49,51	53,93	4,41	50,09	0,58	52,67	3,15	58,08	8,57	104,88	55,36	60,06	10,55
17	49,17	53,52	4,35	49,60	0,42	52,35	3,18	57,55	8,38	102,82	53,64	59,59	10,42
18	50,85	55,25	4,39	51,07	0,22	54,04	3,19	59,09	8,24	102,29	51,44	61,22	10,37
19	53,39	57,84	4,45	53,43	0,04	56,54	3,15	61,45	8,06	101,16	47,76	63,85	10,46
20	57,11	61,83	4,72	57,11	0,00	60,16	3,05	65,30	8,19	101,41	44,30	67,96	10,85
21	59,74	64,75	5,01	59,74	0,00	62,78	3,05	68,19	8,45	103,15	43,41	70,46	10,72
22	57,71	63,15	5,44	57,71	0,00	60,88	3,17	66,71	9,00	103,08	45,37	68,66	10,95
23	52,76	58,84	6,08	52,76	0,00	56,05	3,29	62,49	9,74	100,73	47,97	64,27	11,51
24	48,38	54,91	6,53	48,38	0,00	51,82	3,43	58,61	10,23	98,36	49,98	59,94	11,56
Média	49,91	56,47	6,55	50,13	0,21	53,29	3,37	60,42	10,51	100,90	50,98	62,29	12,38

Tabela 5.27 – Preços médios diários para outubro.

Dia	Pólo Português	Sem PRE Eólica		Sem PRE Fotovoltaica		Sem PRE Térmica		Sem PRE Portugal		Sem PRE MIBEL		Sem PRE Portugal + fios-de-água	
	Preço (€/MWh)	Preço (€/MWh)	Variação (€/MWh)	Preço (€/MWh)	Variação (€/MWh)	Preço (€/MWh)	Variação (€/MWh)	Preço (€/MWh)	Variação (€/MWh)	Preço (€/MWh)	Variação (€/MWh)	Preço (€/MWh)	Variação (€/MWh)
1	57,37	58,88	1,51	57,73	0,36	60,97	3,60	62,94	5,57	94,23	36,86	65,33	7,96
2	57,57	60,71	3,14	57,88	0,31	61,17	3,60	64,73	7,16	94,97	37,40	67,04	9,47
3	50,36	52,00	1,65	50,59	0,23	53,88	3,52	55,86	5,50	90,39	40,03	57,54	7,18
4	37,82	51,80	13,97	37,93	0,11	40,95	3,13	55,18	17,35	104,11	66,28	56,58	18,75
5	41,07	58,11	17,04	41,22	0,15	45,31	4,24	63,12	22,05	110,29	69,22	64,99	23,92
6	44,90	56,91	12,01	45,08	0,18	49,33	4,43	62,37	17,47	106,67	61,77	63,58	18,68
7	58,87	61,38	2,52	59,19	0,32	62,16	3,29	65,45	6,58	96,88	38,02	67,32	8,45
8	56,56	59,18	2,62	56,92	0,36	59,84	3,28	63,16	6,60	96,04	39,48	64,95	8,39
9	56,00	60,07	4,07	56,32	0,32	59,33	3,33	64,00	8,00	91,68	35,68	66,11	10,11
10	48,56	61,55	13,00	48,65	0,09	52,26	3,71	65,67	17,11	103,80	55,24	68,07	19,51
11	47,03	55,22	8,19	47,25	0,22	50,71	3,68	59,61	12,58	99,40	52,37	61,88	14,85
12	47,86	55,91	8,05	48,07	0,21	51,86	4,00	60,75	12,89	102,00	54,14	62,62	14,76
13	50,02	58,07	8,05	50,24	0,22	53,77	3,75	62,53	12,51	104,01	53,99	64,31	14,30
14	49,71	54,29	4,57	50,00	0,29	52,75	3,04	57,91	8,20	101,19	51,48	59,35	9,64
15	54,21	55,59	1,38	54,52	0,31	57,43	3,23	59,41	5,20	100,05	45,84	61,65	7,44
16	57,95	60,92	2,97	58,20	0,25	61,07	3,12	64,56	6,60	92,87	34,92	66,53	8,57
17	45,51	63,44	17,93	45,71	0,20	49,48	3,97	67,95	22,44	115,89	70,38	70,60	25,09
18	49,39	58,80	9,40	49,57	0,17	52,96	3,56	62,98	13,59	103,92	54,53	65,48	16,09
19	54,79	58,12	3,33	54,92	0,12	58,07	3,27	61,89	7,10	99,19	44,40	63,89	9,10
20	47,24	57,81	10,57	47,42	0,18	50,41	3,16	61,47	14,22	111,58	64,34	63,57	16,32
21	48,91	57,15	8,24	49,24	0,33	52,60	3,69	61,50	12,59	109,08	60,17	63,13	14,22
22	51,38	55,98	4,60	51,77	0,39	55,28	3,90	60,56	9,18	108,12	56,75	62,06	10,69
23	56,75	59,63	2,88	56,86	0,11	60,37	3,62	63,61	6,86	96,67	39,91	66,32	9,57
24	50,92	52,12	1,20	50,98	0,06	54,35	3,43	55,89	4,97	86,69	35,77	58,59	7,67
25	44,43	49,42	4,99	44,61	0,18	47,90	3,47	53,35	8,92	93,17	48,74	55,47	11,04
26	49,14	56,27	7,13	49,33	0,20	52,58	3,44	60,20	11,06	100,76	51,62	62,19	13,06
27	47,18	54,18	7,00	47,38	0,20	50,41	3,23	58,04	10,86	102,49	55,31	59,37	12,19
28	43,18	50,96	7,78	43,34	0,16	46,07	2,89	54,59	11,41	101,73	58,55	55,62	12,44
29	50,18	57,24	7,06	50,41	0,23	53,26	3,08	61,28	11,10	101,47	51,29	62,75	12,57
30	46,88	46,88	0,00	46,88	0,00	46,88	0,00	46,88	0,00	112,05	65,17	46,88	0,00
31	45,61	51,91	6,30	45,77	0,16	48,57	2,96	55,68	10,07	96,42	50,81	57,32	11,71

92 Resultados Obtidos

No mês de outubro, o preço médio de mercado foi de 49,91 €/MWh. A influência da PRE Eólica corresponde a um aumento de 6,55 €/MWh, com o preço médio mensal a fixar-se em 56,47 €/MWh. Para o caso da PRE Fotovoltaica, verifica-se que o preço sofreria um ligeiro aumento de 0,21 €/MWh, elevando-se para 50,13 €/MWh, a variação ligeira de preço relaciona-se com o facto da potência instalada em Portugal proveniente de painéis fotovoltaicos ser reduzida. No caso da PRE Térmica, obteve-se um novo preço de 53,29 €/MWh, o que corresponde a um aumento de 3,37 €/MWh. Para o caso sem PRE Portugal, verificou-se um novo preço de 60,42 €/MWh, com um aumento relativo ao preço médio mensal de 10,51 €/MWh. No cenário de ausência de PRE MIBEL, o preço passou para 100,90 €/MWh, ou seja, um aumento de 50,98 €/MWh. Por último, para o caso em que se considera a PRE de Portugal adicionada da energia produzida por fios-de-água, verificou-se um aumento de 12,38 €/MWh, estabelecendo-se o novo preço em 62,29 €/MWh. A Figura 5.10 representa os preços médios mensais para os diferentes casos analisados.

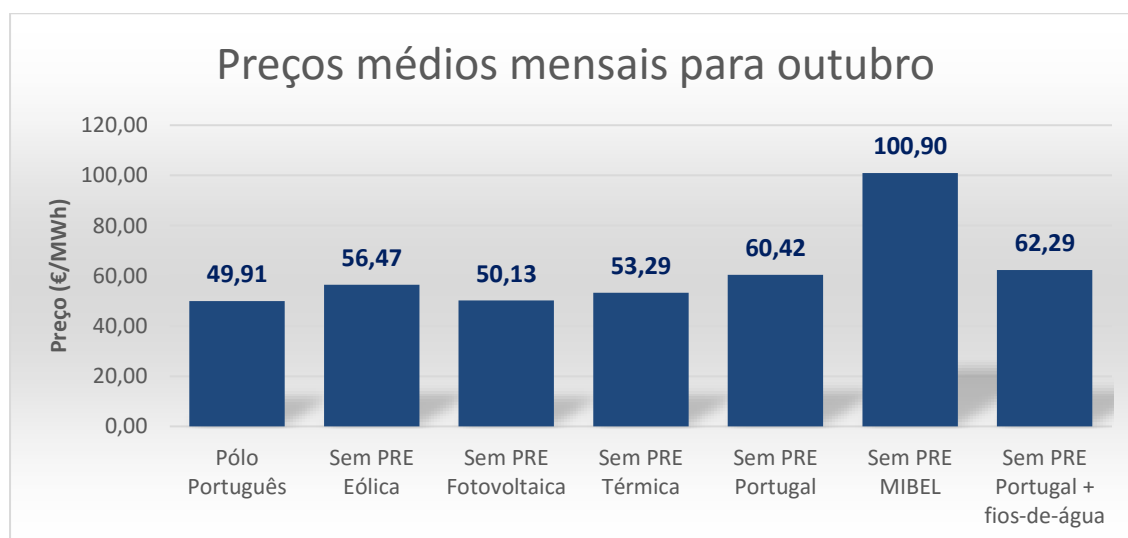


Figura 5.10 - Preços médios mensais para outubro.

5.3.11 -Novembro

Tabela 5.28 – Preços médios horários para novembro.

Hora	Pólo Português	Sem PRE Eólica		Sem PRE Fotovoltaica		Sem PRE Térmica		Sem PRE Portugal		Sem PRE MIBEL		Sem PRE Portugal + fios-de-água	
	Preço (€/MWh)	Preço (€/MWh)	Variação (€/MWh)	Preço (€/MWh)	Variação (€/MWh)	Preço (€/MWh)	Variação (€/MWh)	Preço (€/MWh)	Variação (€/MWh)	Preço (€/MWh)	Variação (€/MWh)	Preço (€/MWh)	Variação (€/MWh)
1	48,90	54,70	5,80	48,90	0,00	52,26	3,36	58,48	9,58	96,25	47,34	59,79	10,89
2	43,34	50,51	7,18	43,34	0,00	47,22	3,88	54,86	11,52	89,85	46,51	55,86	12,52
3	40,37	47,58	7,21	40,37	0,00	44,39	4,02	52,09	11,72	85,35	44,98	52,92	12,55
4	37,98	45,37	7,39	37,98	0,00	41,88	3,90	49,74	11,76	83,36	45,38	50,35	12,38
5	37,04	44,19	7,14	37,04	0,00	40,93	3,88	48,54	11,50	80,28	43,23	49,27	12,22
6	38,87	46,01	7,15	38,87	0,00	42,43	3,56	50,04	11,17	85,41	46,55	51,20	12,34
7	44,30	51,18	6,88	44,30	0,00	47,74	3,44	55,07	10,76	91,96	47,66	57,80	13,50
8	49,85	56,76	6,91	49,90	0,05	53,67	3,82	61,05	11,20	93,50	43,64	64,11	14,26
9	52,36	56,82	4,46	52,74	0,37	55,43	3,06	60,84	8,48	97,63	45,27	63,63	11,27
10	54,45	58,44	3,99	55,11	0,66	57,40	2,95	62,68	8,23	101,53	47,08	65,30	10,85
11	54,95	58,49	3,54	55,76	0,81	57,85	2,89	62,82	7,86	104,89	49,94	65,27	10,32
12	54,05	57,31	3,26	55,03	0,99	57,13	3,08	62,02	7,97	105,87	51,82	64,57	10,52
13	54,22	57,25	3,03	55,22	1,01	57,31	3,09	61,96	7,74	106,22	52,00	64,36	10,14
14	54,34	57,23	2,89	55,31	0,97	57,41	3,07	61,88	7,54	106,44	52,10	64,18	9,85
15	52,55	55,36	2,81	53,40	0,84	55,65	3,10	59,91	7,36	104,03	51,48	62,19	9,63
16	51,57	54,34	2,77	52,18	0,60	54,68	3,11	58,65	7,08	101,72	50,14	61,03	9,46
17	52,26	55,24	2,99	52,46	0,21	55,40	3,15	59,18	6,93	100,36	48,11	61,85	9,59
18	55,60	58,95	3,35	55,60	0,00	58,51	2,91	62,41	6,81	100,33	44,73	65,60	10,00
19	61,80	65,50	3,70	61,80	0,00	64,68	2,88	68,92	7,13	103,72	41,92	72,12	10,33
20	62,91	66,82	3,90	62,91	0,00	65,76	2,84	70,22	7,31	103,78	40,87	73,26	10,35
21	61,98	66,20	4,22	61,98	0,00	64,82	2,83	69,59	7,61	102,83	40,85	72,36	10,37
22	59,58	64,18	4,59	59,58	0,00	62,52	2,93	67,66	8,07	101,86	42,27	70,14	10,56
23	55,56	60,29	4,72	55,56	0,00	58,57	3,01	63,64	8,08	99,35	43,79	65,82	10,25
24	51,76	56,47	4,71	51,76	0,00	54,87	3,12	59,92	8,16	96,26	44,50	61,54	9,78
Média	51,28	56,05	4,77	51,55	0,27	54,52	3,25	60,09	8,82	97,62	46,34	62,27	11,00

Tabela 5.29 – Preços médios diários para novembro.

Dia	Pólo Português	Sem PRE Eólica		Sem PRE Fotovoltaica		Sem PRE Térmica		Sem PRE Portugal		Sem PRE MIBEL		Sem PRE Portugal + fios-de-água	
	Preço (€/MWh)	Preço (€/MWh)	Variação (€/MWh)	Preço (€/MWh)	Variação (€/MWh)	Preço (€/MWh)	Variação (€/MWh)	Preço (€/MWh)	Variação (€/MWh)	Preço (€/MWh)	Variação (€/MWh)	Preço (€/MWh)	Variação (€/MWh)
1	32,07	40,33	8,26	32,10	0,03	34,61	2,54	43,43	11,36	83,34	51,27	44,81	12,75
2	45,19	49,50	4,31	45,26	0,08	47,81	2,63	52,67	7,49	98,49	53,30	54,20	9,01
3	47,87	53,19	5,32	47,99	0,12	50,61	2,74	56,83	8,96	99,99	52,12	58,56	10,69
4	49,97	58,57	8,60	50,08	0,11	52,98	3,01	62,58	12,61	98,63	48,65	64,53	14,56
5	49,37	54,45	5,08	49,45	0,08	52,51	3,14	58,60	9,23	98,35	48,99	60,78	11,41
6	53,40	56,44	3,04	53,69	0,29	56,61	3,21	60,86	7,46	97,57	44,17	63,24	9,84
7	50,44	54,88	4,44	50,81	0,38	53,54	3,10	59,24	8,80	97,65	47,21	61,35	10,92
8	40,57	47,05	6,49	40,99	0,43	43,44	2,88	51,19	10,62	101,86	61,30	53,68	13,12
9	58,14	58,96	0,81	58,47	0,32	61,49	3,35	63,33	5,18	94,79	36,65	65,95	7,80
10	59,39	60,36	0,97	59,70	0,31	62,72	3,33	64,62	5,23	93,17	33,77	68,04	8,65
11	59,84	60,12	0,28	60,15	0,31	63,16	3,32	64,32	4,47	93,15	33,31	67,44	7,60
12	60,13	60,62	0,48	60,42	0,28	63,44	3,30	64,74	4,60	92,53	32,39	68,04	7,91
13	55,10	57,85	2,75	55,37	0,26	58,36	3,25	61,86	6,76	95,48	40,37	64,95	9,85
14	50,22	54,60	4,38	50,56	0,34	53,19	2,97	58,42	8,20	95,46	45,24	61,05	10,83
15	47,95	49,05	1,10	48,32	0,38	51,24	3,29	53,25	5,31	91,33	43,39	55,60	7,65
16	56,80	57,56	0,76	57,04	0,24	60,10	3,29	61,54	4,74	94,12	37,32	64,78	7,98
17	56,35	57,94	1,59	56,57	0,23	59,39	3,04	61,60	5,25	95,42	39,08	64,27	7,92
18	58,11	59,33	1,22	58,41	0,30	61,44	3,34	63,38	5,27	95,93	37,82	66,09	7,98
19	58,16	59,03	0,87	58,43	0,26	61,36	3,20	62,85	4,69	95,31	37,15	65,35	7,19
20	49,66	52,81	3,16	49,92	0,26	52,53	2,87	56,26	6,60	97,30	47,65	57,77	8,11
21	27,48	50,72	23,24	27,63	0,15	31,60	4,12	55,43	27,95	92,68	65,19	57,55	30,06
22	38,25	46,84	8,58	38,52	0,26	40,67	2,42	49,91	11,66	126,21	87,95	51,69	13,43
23	58,47	64,99	6,53	58,75	0,28	61,64	3,18	68,82	10,35	107,71	49,24	70,95	12,49
24	60,17	64,59	4,43	60,39	0,22	63,88	3,71	68,88	8,71	96,46	36,30	70,91	10,75
25	50,88	60,40	9,52	51,09	0,21	53,52	2,64	63,54	12,66	112,82	61,94	65,13	14,25
26	50,10	58,56	8,46	50,36	0,26	52,62	2,52	61,59	11,48	107,23	57,13	62,60	12,50
27	54,49	59,53	5,04	54,75	0,26	57,52	3,03	63,10	8,61	102,00	47,51	64,07	9,58
28	47,16	51,86	4,70	47,44	0,27	49,98	2,82	55,24	8,07	99,85	52,68	56,37	9,20
29	51,99	56,64	4,65	52,96	0,97	58,75	6,76	65,03	13,04	79,92	27,93	66,25	14,26
30	60,54	64,71	4,17	60,79	0,25	64,92	4,38	69,65	9,11	93,72	33,18	72,17	11,63

Impacto da PRE no preço do MIBEL por mês 95

No mês de novembro, o preço médio mensal de mercado foi de 51,28 €/MWh. No caso da ausência de PRE Eólica verifica-se um novo preço médio mensal de 56,05 €/MWh, correspondendo a um aumento do preço de 4,77 €/MWh. No caso da PRE Fotovoltaica, o preço sofre um ligeiro aumento de 0,27 €/MWh, elevando-se para 51,55 €/MWh. No caso da PRE Térmica, obteve-se um novo preço de 54,52 €/MWh, o que representa a um aumento de 3,25 €/MWh. Para o caso sem PRE Portugal, verificou-se um novo preço de 60,09 €/MWh, com um aumento relativo ao preço médio mensal de novembro de 8,82 €/MWh. No cenário de ausência de PRE MIBEL, o preço passou para 97,62 €/MWh, ou seja, um aumento de 46,34 €/MWh. Por último, para o caso em que se considera a PRE de Portugal adicionada da energia produzida por fios-de-água, verificou-se um aumento de 11,00 €/MWh, estabelecendo-se o novo preço em 62,27 €/MWh. A Figura 5.11 representa os preços médios mensais para os diferentes casos analisados.

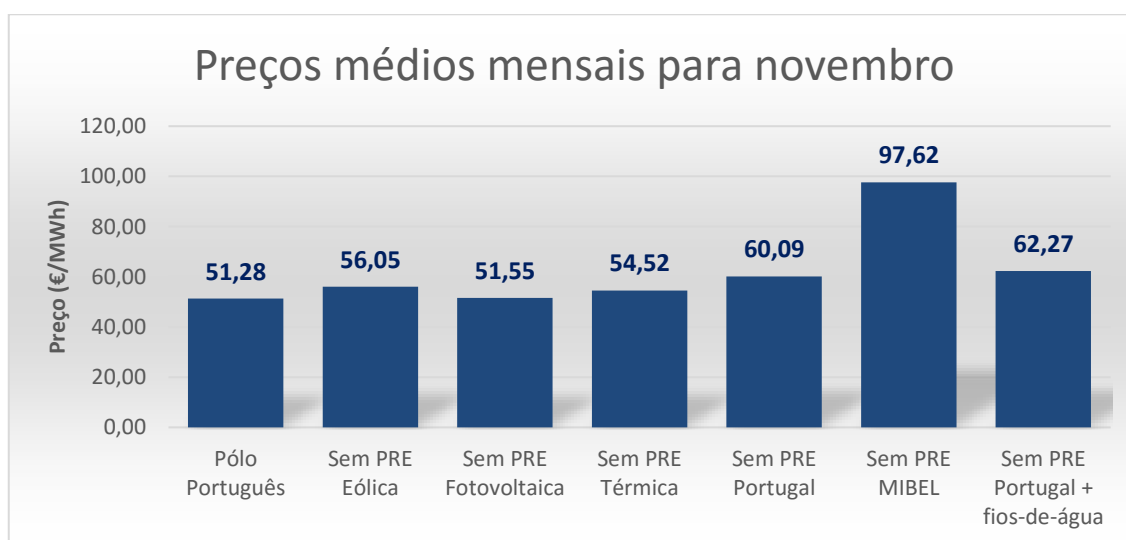


Figura 5.11 - Preços médios mensais para novembro.

5.3.12 -Dezembro

Tabela 5.30 – Preços médios horários para dezembro.

Hora	Pólo Português	Sem PRE Eólica		Sem PRE Fotovoltaica		Sem PRE Térmica		Sem PRE Portugal		Sem PRE MIBEL		Sem PRE Portugal + fios-de-água	
	Preço (€/MWh)	Preço (€/MWh)	Variação (€/MWh)	Preço (€/MWh)	Variação (€/MWh)	Preço (€/MWh)	Variação (€/MWh)	Preço (€/MWh)	Variação (€/MWh)	Preço (€/MWh)	Variação (€/MWh)	Preço (€/MWh)	Variação (€/MWh)
1	49,87	58,59	8,72	49,87	0,00	53,81	3,94	62,92	13,05	96,15	46,28	64,75	14,89
2	43,12	52,29	9,17	43,12	0,00	47,11	3,99	56,61	13,50	90,85	47,73	57,82	14,70
3	39,47	48,54	9,06	39,47	0,00	43,34	3,87	52,76	13,28	86,01	46,54	53,71	14,24
4	37,85	48,00	10,14	37,85	0,00	41,94	4,08	52,47	14,61	84,73	46,88	53,38	15,53
5	37,70	46,18	8,48	37,70	0,00	41,55	3,85	50,39	12,69	83,17	45,47	51,17	13,47
6	38,95	47,65	8,71	38,95	0,00	42,63	3,68	51,66	12,71	87,03	48,08	52,85	13,90
7	43,65	53,44	9,79	43,65	0,00	47,30	3,65	57,42	13,77	96,25	52,60	59,51	15,86
8	51,09	60,20	9,11	51,09	0,00	54,86	3,77	64,28	13,19	98,94	47,85	66,12	15,03
9	54,19	64,59	10,40	54,34	0,15	58,03	3,84	69,16	14,97	102,72	48,53	71,21	17,02
10	56,71	62,80	6,09	57,05	0,35	59,76	3,05	66,72	10,01	101,61	44,90	68,46	11,75
11	58,95	64,66	5,71	59,48	0,53	61,96	3,01	68,71	9,76	105,42	46,47	70,20	11,25
12	57,75	63,24	5,48	58,39	0,64	60,78	3,03	67,41	9,66	106,82	49,07	68,88	11,12
13	56,70	62,11	5,41	57,44	0,75	60,01	3,32	66,71	10,01	106,28	49,58	68,20	11,50
14	56,25	61,64	5,39	56,99	0,73	59,51	3,26	66,14	9,89	106,12	49,87	67,51	11,26
15	54,39	59,62	5,23	55,01	0,62	57,69	3,30	64,04	9,65	103,61	49,22	65,39	11,00
16	53,35	58,65	5,30	53,81	0,45	56,95	3,60	63,22	9,87	100,61	47,26	64,82	11,47
17	54,20	59,58	5,38	54,34	0,13	57,81	3,60	63,82	9,62	99,35	45,15	65,56	11,36
18	57,76	63,29	5,52	57,76	0,00	61,05	3,29	67,05	9,29	100,33	42,57	69,33	11,57
19	62,99	68,52	5,54	62,99	0,00	66,17	3,18	72,18	9,20	103,09	40,11	74,32	11,34
20	63,88	69,79	5,91	63,88	0,00	67,26	3,38	73,74	9,86	103,50	39,62	76,07	12,19
21	64,16	70,22	6,06	64,16	0,00	67,52	3,37	74,12	9,96	104,03	39,87	76,40	12,24
22	62,70	69,00	6,31	62,70	0,00	65,92	3,22	72,69	9,99	104,90	42,21	74,64	11,95
23	58,19	65,02	6,82	58,19	0,00	61,70	3,50	68,84	10,65	101,65	43,46	70,86	12,66
24	53,17	60,42	7,25	53,17	0,00	56,95	3,79	64,52	11,35	98,98	45,81	66,40	13,23
Média	52,79	59,92	7,12	52,97	0,18	56,32	3,52	64,07	11,27	98,84	46,05	65,73	12,94

Tabela 5.31 – Preços médios diários para dezembro.

Dia	Pólo Português	Sem PRE Eólica		Sem PRE Fotovoltaica		Sem PRE Térmica		Sem PRE Portugal		Sem PRE MIBEL		Sem PRE Portugal + fios-de-água	
	Preço (€/MWh)	Preço (€/MWh)	Variação (€/MWh)	Preço (€/MWh)	Variação (€/MWh)	Preço (€/MWh)	Variação (€/MWh)	Preço (€/MWh)	Variação (€/MWh)	Preço (€/MWh)	Variação (€/MWh)	Preço (€/MWh)	Variação (€/MWh)
1	65,33	67,65	2,32	65,46	0,12	68,45	3,12	71,14	5,80	95,44	30,11	73,41	8,08
2	66,86	70,47	3,61	67,06	0,20	71,43	4,56	75,54	8,68	97,49	30,63	77,60	10,73
3	61,88	66,48	4,60	62,13	0,25	65,14	3,26	70,24	8,36	101,84	39,96	71,98	10,10
4	64,20	64,96	0,76	64,39	0,19	67,47	3,27	68,64	4,44	96,46	32,26	70,52	6,32
5	59,80	61,21	1,42	60,08	0,28	63,20	3,41	65,17	5,37	96,27	36,47	66,74	6,95
6	50,29	54,42	4,13	50,47	0,19	53,33	3,04	57,90	7,62	92,13	41,84	58,81	8,52
7	47,63	55,34	7,71	47,68	0,05	50,79	3,16	58,81	11,18	99,22	51,59	59,81	12,18
8	53,82	56,42	2,60	53,96	0,15	56,77	2,95	59,83	6,01	93,87	40,05	60,80	6,99
9	60,15	63,94	3,78	60,22	0,07	63,15	3,00	67,26	7,11	100,08	39,93	68,81	8,66
10	64,02	66,18	2,16	64,15	0,13	67,00	2,98	69,51	5,49	96,68	32,66	70,79	6,77
11	62,87	65,83	2,96	62,96	0,10	66,20	3,33	69,50	6,63	96,25	33,38	71,15	8,29
12	60,42	64,16	3,74	60,63	0,20	63,30	2,87	67,49	7,07	95,79	35,37	69,24	8,81
13	47,10	59,01	11,90	47,22	0,11	50,02	2,92	62,33	15,23	104,37	57,27	63,85	16,75
14	52,24	62,80	10,56	52,27	0,04	54,85	2,62	65,82	13,59	105,26	53,03	67,08	14,84
15	50,23	60,98	10,75	50,43	0,20	52,96	2,73	64,45	14,22	107,51	57,29	65,46	15,23
16	55,69	63,47	7,78	55,87	0,18	58,61	2,92	66,95	11,26	102,97	47,28	68,29	12,60
17	55,70	64,31	8,61	55,88	0,18	58,78	3,08	67,93	12,23	105,79	50,09	69,32	13,62
18	55,84	63,25	7,41	56,03	0,19	59,22	3,38	67,22	11,38	107,93	52,09	69,18	13,34
19	47,51	63,84	16,33	47,74	0,24	51,03	3,52	68,08	20,58	122,49	74,98	69,71	22,20
20	48,10	54,88	6,77	48,25	0,14	52,32	4,21	60,04	11,93	87,60	39,50	62,61	14,51
21	59,85	64,61	4,76	60,43	0,58	67,82	7,97	74,27	14,42	84,24	24,39	79,68	19,83
22	55,42	60,45	5,03	55,59	0,17	59,94	4,52	65,65	10,23	96,31	40,89	67,94	12,52
23	57,34	59,29	1,95	57,43	0,08	60,80	3,46	63,24	5,90	92,04	34,70	65,04	7,69
24	48,37	53,03	4,66	48,55	0,18	51,78	3,41	57,08	8,71	96,78	48,41	58,88	10,51
25	45,20	52,99	7,79	45,56	0,36	48,83	3,63	57,55	12,35	101,70	56,50	58,83	13,63
26	41,92	53,58	11,67	42,21	0,29	45,10	3,18	57,53	15,61	105,15	63,24	58,52	16,61
27	28,85	58,25	29,40	29,14	0,29	34,26	5,41	64,57	35,72	102,21	73,35	66,53	37,68
28	34,38	52,14	17,75	34,46	0,08	38,04	3,66	56,44	22,06	104,57	70,18	57,58	23,20
29	47,12	51,54	4,42	47,34	0,22	50,13	3,01	55,45	8,33	93,45	46,33	56,45	9,33
30	40,61	51,58	10,97	40,71	0,10	43,82	3,20	55,53	14,91	102,36	61,75	56,57	15,96
31	47,85	50,38	2,53	47,95	0,10	51,31	3,46	54,84	6,99	79,81	31,96	56,52	8,67

98 Resultados Obtidos

O preço médio mensal no mês de dezembro foi de 52,79 €/MWh. No caso sem a PRE Eólica, o preço eleva-se para 59,92 €/MWh, com o respetivo aumento de 7,12 €/MWh. Para a simulação sem a presença de PRE Fotovoltaica, o preço volta a sofrer um ligeiro aumento, neste caso de 0,18 €/MWh, para o novo preço de 52,97 €/MWh. Relativamente à PRE Térmica, a sua ausência implica uma subida de preço de 3,52 €/MWh, estabelecendo-se um novo preço de 56,32 €/MWh. No caso sem a PRE de Portugal, obtêm-se um novo preço de 64,07€/MWh, com o aumento de 11,27 €/MWh relativo ao preço médio mensal. No cenário da PRE do MIBEL, verifica-se um preço de 98,84 €/MWh, com o respetivo aumento de 46,05 €/MWh. Na eventualidade de ausência de PRE de Portugal e de fios-de-água, o preço sofre um aumento de 12,94 €/MWh, para o novo preço de 65,73 €/MWh. A Figura 5.12 representa os preços médios mensais para os diferentes casos analisados.

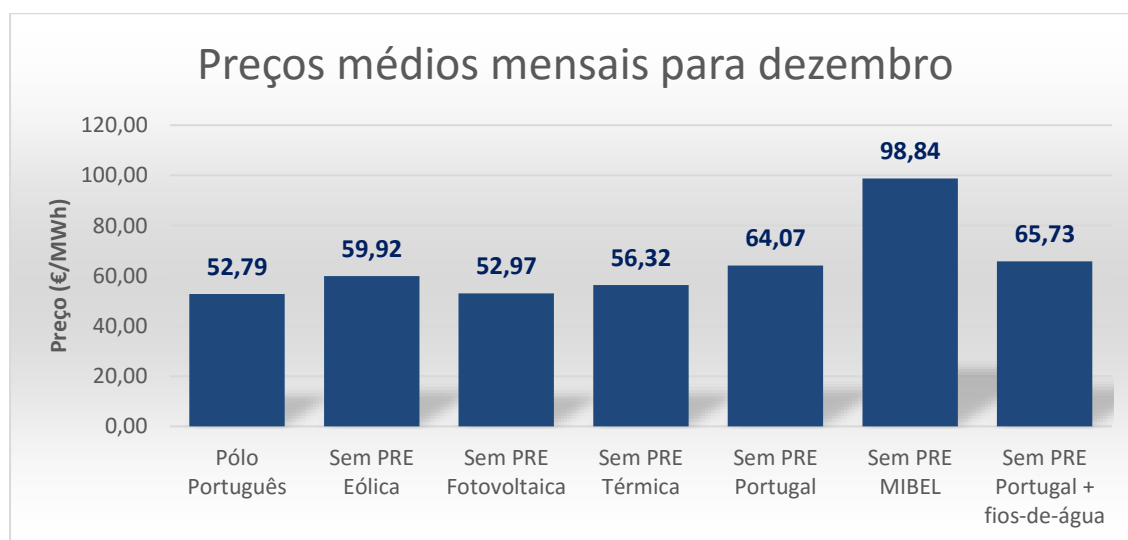


Figura 5.12 - Preços médios mensais para dezembro.

5.4 - Reflexão sobre o Impacto da PRE nos preços do MIBEL

Na secção anterior foram apresentados os resultados médios horários, médios diários e médios mensais, sendo separados em subsecções correspondendo cada uma a um mês. De seguida são expostos os valores médios mensais de preço e de variação de preço. Nesta secção apresentam-se também as reflexões sobre os resultados obtidos e sobre o impacto da Produção em Regime Especial nos preços do Mercado Ibérico de Eletricidade.

100 Resultados Obtidos

Tabela 5.32 – Valores médios mensais de preço e de variação de preço.

Mês	Pólo Português	Sem PRE Eólica		Sem PRE Fotovoltaica		Sem PRE Térmica		Sem PRE Portugal		Sem PRE MIBEL		Sem PRE Portugal + fios-de-água	
	Preço (€/MWh)	Preço (€/MWh)	Variação (€/MWh)	Preço (€/MWh)	Variação (€/MWh)	Preço (€/MWh)	Variação (€/MWh)	Preço (€/MWh)	Variação (€/MWh)	Preço (€/MWh)	Variação (€/MWh)	Preço (€/MWh)	Variação (€/MWh)
Janeiro	51,65	57,39	5,73	51,88	0,23	55,44	3,78	61,96	10,31	103,94	52,29	64,83	13,18
Fevereiro	42,64	50,19	7,55	42,86	0,22	45,98	3,34	54,50	11,86	97,33	54,68	58,79	16,15
Março	43,35	49,62	6,27	43,73	0,38	47,04	3,69	54,20	10,85	101,21	57,87	59,07	15,71
Abril	45,46	49,99	4,53	45,83	0,38	49,08	3,62	54,32	8,87	99,97	54,51	57,76	12,30
Maiο	45,12	51,33	6,21	45,57	0,45	48,79	3,67	55,94	10,82	105,52	60,40	59,15	14,03
Junho	54,71	57,49	2,77	55,14	0,42	58,12	3,40	61,48	6,77	102,33	47,62	63,22	8,51
Julho	59,55	63,56	4,01	60,00	0,45	62,83	3,27	67,37	7,82	103,94	44,39	68,57	9,01
Agosto	55,71	59,78	4,07	56,11	0,39	59,23	3,52	63,76	8,05	103,10	47,39	64,99	9,27
Setembro	51,85	55,60	3,76	52,23	0,38	55,48	3,63	59,73	7,88	99,55	47,70	61,40	9,55
Outubro	49,91	56,47	6,55	50,13	0,21	53,29	3,37	60,42	10,51	100,90	50,98	62,29	12,38
Novembro	51,28	56,05	4,77	51,55	0,27	54,52	3,25	60,09	8,82	97,62	46,34	62,27	11,00
Dezembro	52,79	59,92	7,12	52,97	0,18	56,32	3,52	64,07	11,27	98,84	46,05	65,73	12,94
Média	50,34	55,62	5,28	50,67	0,33	53,84	3,51	59,82	9,48	101,19	50,85	62,34	12,00
Mínimo	42,64	49,62	2,77	42,86	0,18	45,98	3,25	54,20	6,77	97,33	44,39	57,76	8,51
Máximo	59,55	63,56	7,55	60,00	0,45	62,83	3,78	67,37	11,86	105,52	60,40	68,57	16,15

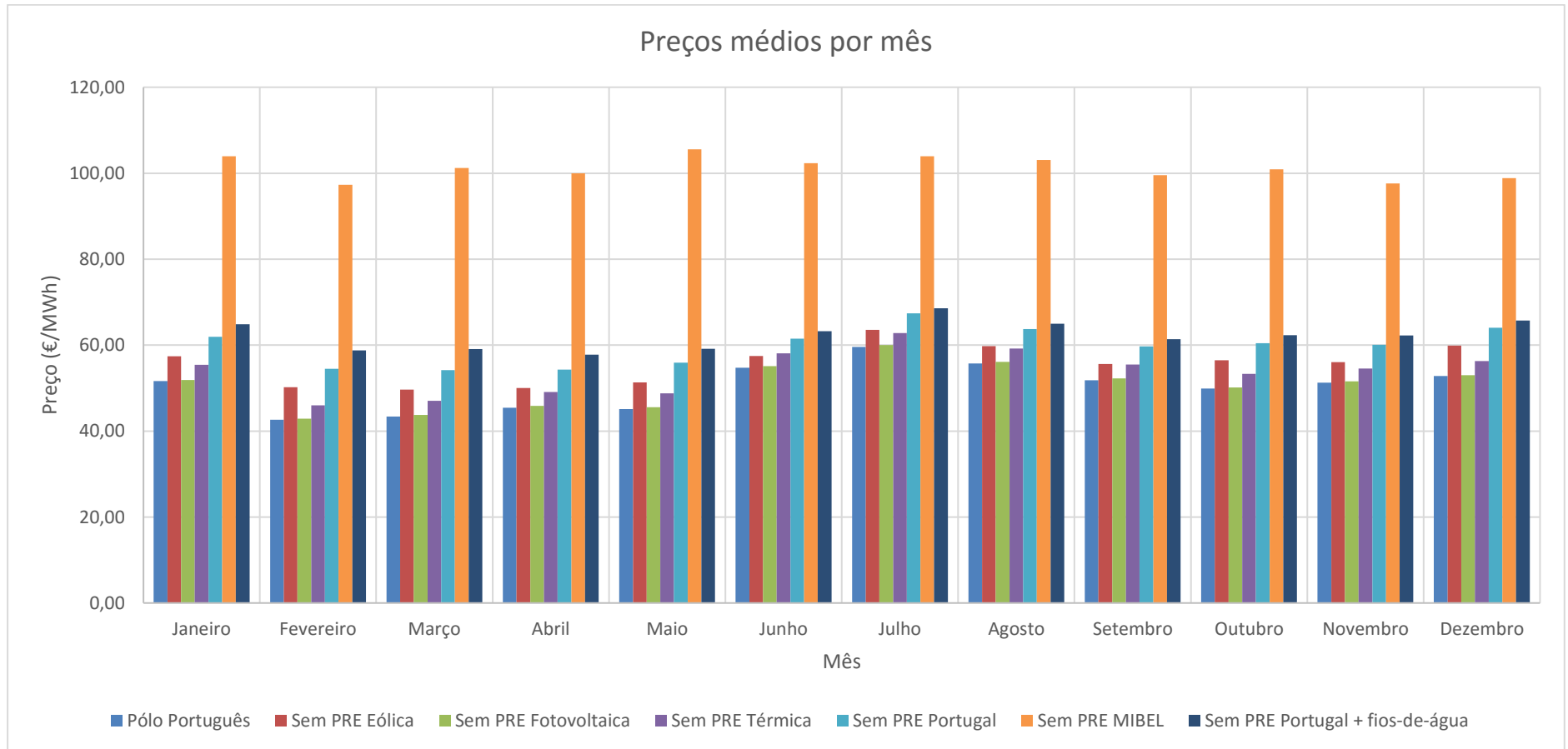


Figura 5.13 - Preços médios mensais por tecnologia para o ano de 2015.

O preço médio anual no ano de 2015 foi de 50,34 €/MWh, tendo se verificado o preço máximo de 59,55 €/MWh no mês de julho e o preço mínimo de 42,64 €/MWh para o mês de fevereiro, como pode ser observado na Figura 5.14.

A ausência de Produção em Regime Especial Eólica corresponde a um aumento médio de 5,28 €/MWh, com o preço médio a fixar-se nos 55,62 €/MWh. Verifica-se uma variação mínima de 2,77 €/MWh no mês de junho, que corresponde a um período de menor intensidade de vento e uma variação máxima de 7,55 €/MWh no mês de fevereiro, que corresponde a um mês de Inverno com uma maior intensidade de vento. No ano de 2015, cerca de 21,29 % da produção de energia em Portugal teve origem em Produção em Regime Especial Eólica.

No caso sem PRE Fotovoltaica, constatou-se que o preço sofreria um ligeiro aumento médio de 0,33 €/MWh, sendo este aumento reduzido devido à quantidade reduzida de energia fotovoltaica em Portugal. No caso sem PRE Térmica, obteve-se um preço médio anual de 53,84 €/MWh, o que corresponde a um aumento médio de 3,51 €/MWh, verificando-se uma variação quase constante ao longo do ano.

Para o caso sem PRE Portugal, verificou-se um preço médio anual de 59,82 €/MWh, com um aumento médio de 9,48 €/MWh. Observou-se uma variação máxima mensal de 11,86 €/MWh no mês de fevereiro, sendo que este máximo corresponde também ao máximo de variação do caso sem PRE Eólica devido à elevada quantidade de energia produzida em parques eólicos em Portugal. O mesmo pode ser constatado para a variação mínima de 6,77 €/MWh, que ocorre para o mês de junho. No ano de 2015, a Produção em Regime Especial correspondeu a 38,49 % da produção de energia em Portugal.

No cenário de sem a presença de PRE MIBEL, o preço médio anual seria de 101,19 €/MWh, ou seja, um aumento médio de 50,85 €/MWh. A variação de preço máxima foi de 60,40 €/MWh, tendo ocorrido para o mês de maio e a variação de preço mínima foi de 44,39 €/MWh no mês de julho.

Por último, para o caso em que se considera a PRE de Portugal adicionada da energia produzida por fios-de-água, energia esta que também entre em mercado a preço nulo, verificou-se um preço médio anual de 62,34 €/MWh, correspondendo a um aumento de 12,00 €/MWh. As variações máxima e mínima correspondem aos mesmos meses verificados para o caso sem PRE Eólica e para o caso sem PRE Portugal.

As Figuras 5.14 a 5.20 representam graficamente a evolução do preço no Pólo Português, do preço sem PRE Eólica, do preço sem PRE Fotovoltaica, do preço sem PRE Térmica, do preço sem PRE Portugal, do preço sem PRE MIBEL e do preço sem PRE Portugal adicionada da energia produzida por fios-de-água, respetivamente.

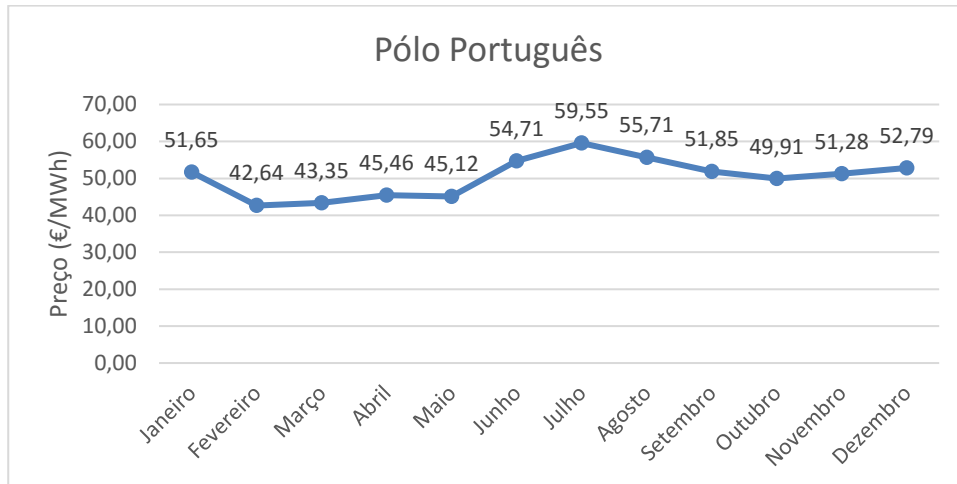


Figura 5.14 - Preços médios mensais para o polo português.

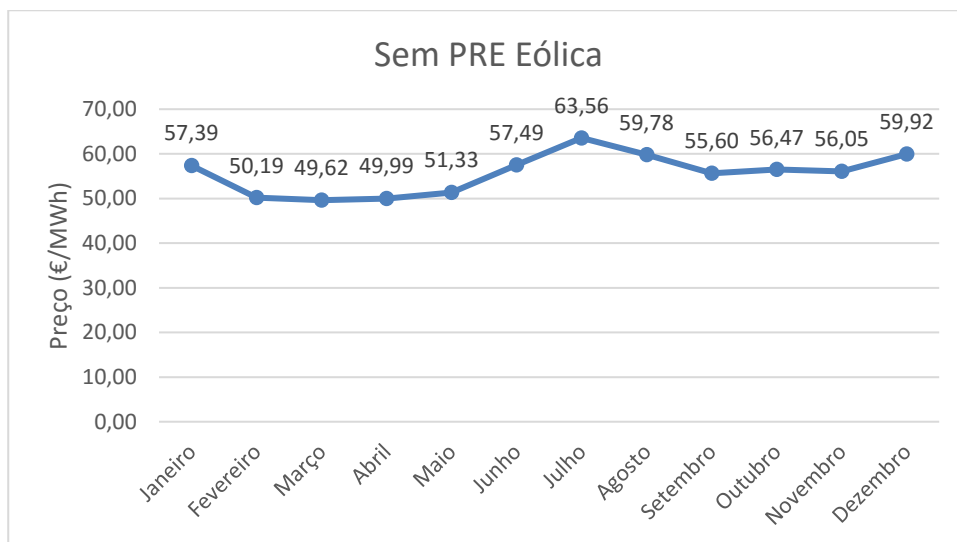


Figura 5.15 - Preços médios mensais para o caso sem PRE Eólica.

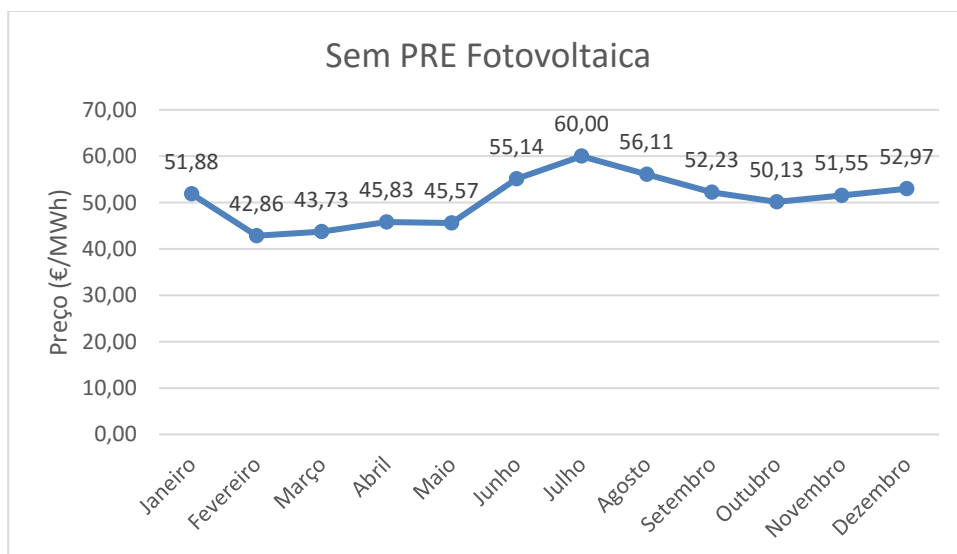


Figura 5.16 - Preços médios mensais para o caso sem PRE Fotovoltaica.

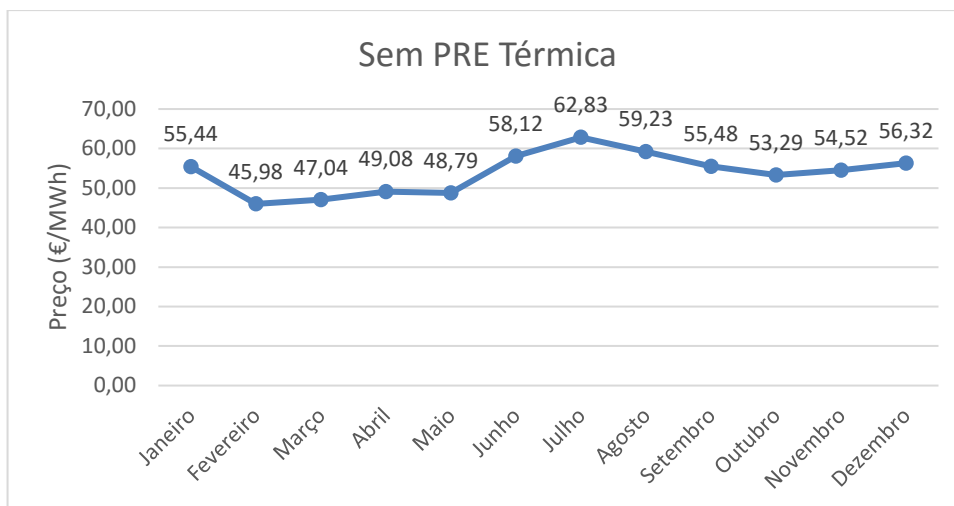


Figura 5.17 - Preços médios mensais para o caso sem PRE Térmica.

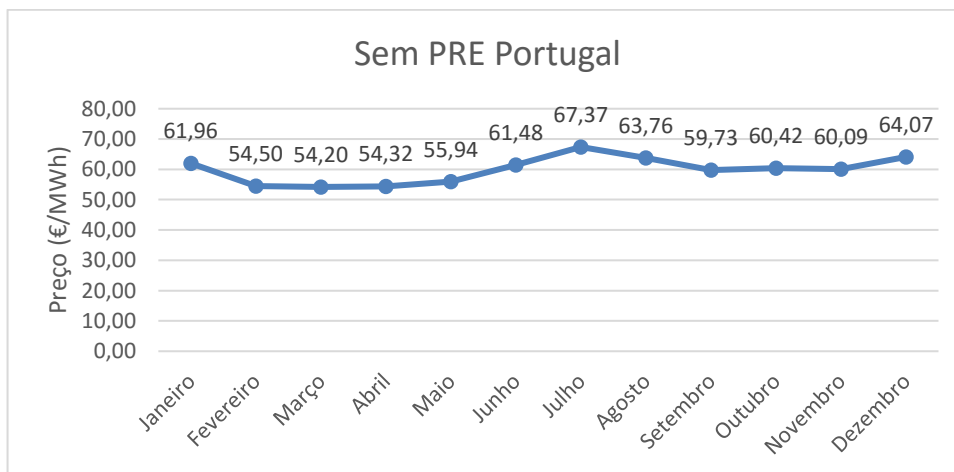


Figura 5.18 - Preços médios mensais para o caso sem PRE de Portugal.

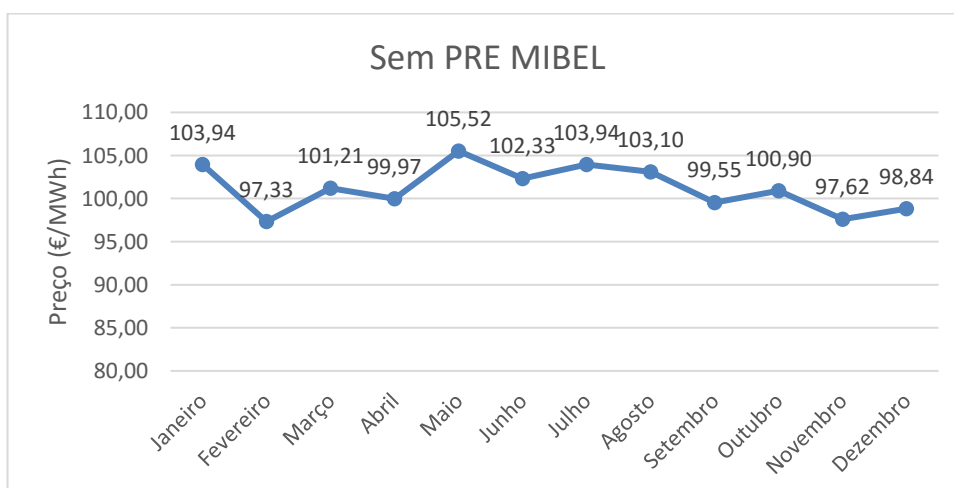


Figura 5.19 - Preços médios mensais para o caso sem PRE MIBEL.

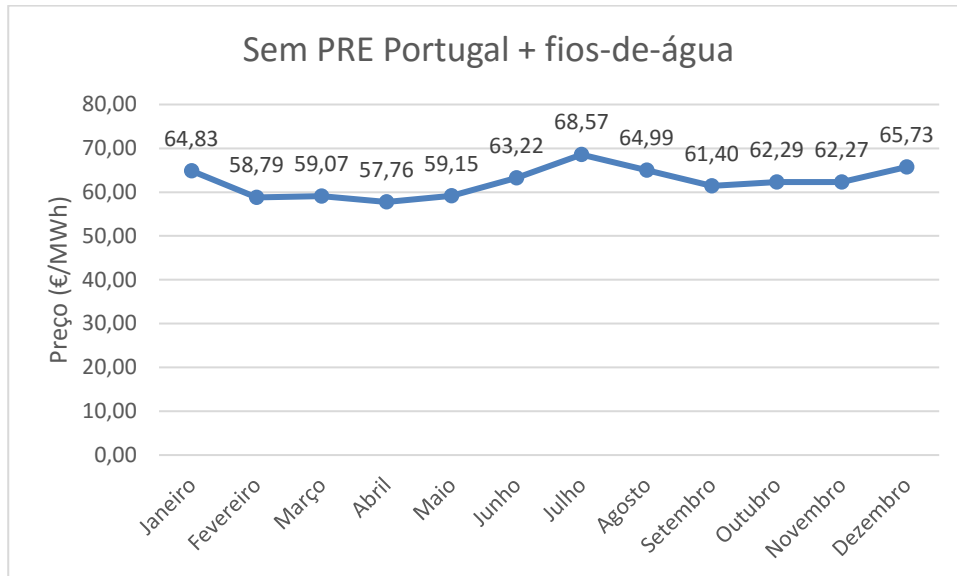


Figura 5.20 - Preços médios mensais para o caso sem PRE Portugal + fios-de-água.

Através das figuras anteriores, excetuando a Figura 5.19, identifica-se uma zona em que os preços se encontram inferiores à média anual, correspondendo aos meses de fevereiro, março, abril e maio em que existe uma forte presença de Produção em Regime Especial, nomeadamente de origem eólica. Identifica-se também, um período em que os preços são superiores à média anual, correspondendo aos meses de junho, julho e agosto.

Na figura 5.19, com a inserção da Produção em Regime Especial proveniente de Espanha, verifica-se que o valor mínimo de preço médio mensal se mantém em fevereiro, mas o valor máximo de preço médio mensal ocorre em maio, enquanto que para os casos anteriores se verifica em julho. Este facto pode dever-se a no mês de maio a Produção em Regime Especial de Espanha ter sido superior, revelando o impacto que esta produção em Espanha tem no Mercado Ibérico de Eletricidade.

De seguida nas Tabelas 5.33 e 5.34 apresentam-se os valores de Produção em Regime Especial para as diferentes tecnologias e para a produção por fios-de-água por mês, em MWh e %.

Tabela 5.33 – Valores de Produção em Regime Especial e de fios-de-água por mês.

Mês	PRE (MWh)	PRE Hídrica (MWh)	PRE Térmica (MWh)	PRE Eólica (MWh)	PRE Fotovoltaica (MWh)	Fios-de-água (MWh)	Energia (MWh)
Janeiro	1763787,58	95641,98	630031,30	997254,23	40860,08	483806,58	4618984,05
Fevereiro	2303053,38	145904,58	634249,20	1478474,75	44424,85	827563,73	4752274,83
Março	1998048,20	92764,20	664954,18	1173967,83	66362,00	870724,90	4566637,47
Abril	1477288,03	56363,65	601100,35	758432,00	61392,03	578635,53	3977642,65
Maiο	1866732,78	84350,33	640154,80	1059890,93	82336,73	572746,90	4218212,73
Junho	1220469,60	31806,63	615511,20	491051,98	82099,80	324851,68	4141998,65
Julho	1531148,68	18344,15	648194,65	775608,63	89001,25	246391,08	4449381,08
Agosto	1460916,68	13431,40	644729,35	724826,45	77929,48	228760,70	4107705,88
Setembro	1368078,15	19793,18	632356,02	646196,25	69732,70	303458,78	4113694,05
Outubro	1925545,73	71870,65	631164,15	1177825,95	44684,98	363024,70	4631765,20
Novembro	1544510,75	95729,23	562943,45	835320,08	50518,00	417944,03	4296162,20
Dezembro	2268867,03	92361,53	785181,13	1346503,45	44820,93	388442,80	5978070,70
Soma	20728446,55	818361,48	7690569,78	11465352,50	754162,80	5606351,38	53852529,48

Tabela 5.34 – Valores de Produção em Regime Especial e de fios-de-água em % por mês.

Mês	PRE/Energia (%)	PRE Hídrica/Energia (%)	PRE Térmica/Energia (%)	PRE Eólica/Energia (%)	PRE Fotovoltaica/Energia (%)	Fios-de-água (%)	PRE/PRE Anual (%)	Preço (€/MWh)
Janeiro	38,2%	2,1%	13,6%	21,6%	0,9%	10,5%	8,5%	51,65
Fevereiro	48,5%	3,1%	13,3%	31,1%	0,9%	17,4%	11,1%	42,64
Março	43,8%	2,0%	14,6%	25,7%	1,5%	19,1%	9,6%	43,35
Abril	37,1%	1,4%	15,1%	19,1%	1,5%	14,5%	7,1%	45,46
Mai	44,3%	2,0%	15,2%	25,1%	2,0%	13,6%	9,0%	45,12
Junho	29,5%	0,8%	14,9%	11,9%	2,0%	7,8%	5,9%	54,71
Julho	34,4%	0,4%	14,6%	17,4%	2,0%	5,5%	7,4%	59,55
Agosto	35,6%	0,3%	15,7%	17,6%	1,9%	5,6%	7,0%	55,71
Setembro	33,3%	0,5%	15,4%	15,7%	1,7%	7,4%	6,6%	51,85
Outubro	41,6%	1,6%	13,6%	25,4%	1,0%	7,8%	9,3%	49,91
Novembro	36,0%	2,2%	13,1%	19,4%	1,2%	9,7%	7,5%	51,28
Dezembro	38,0%	1,5%	13,1%	22,5%	0,7%	6,5%	10,9%	52,79

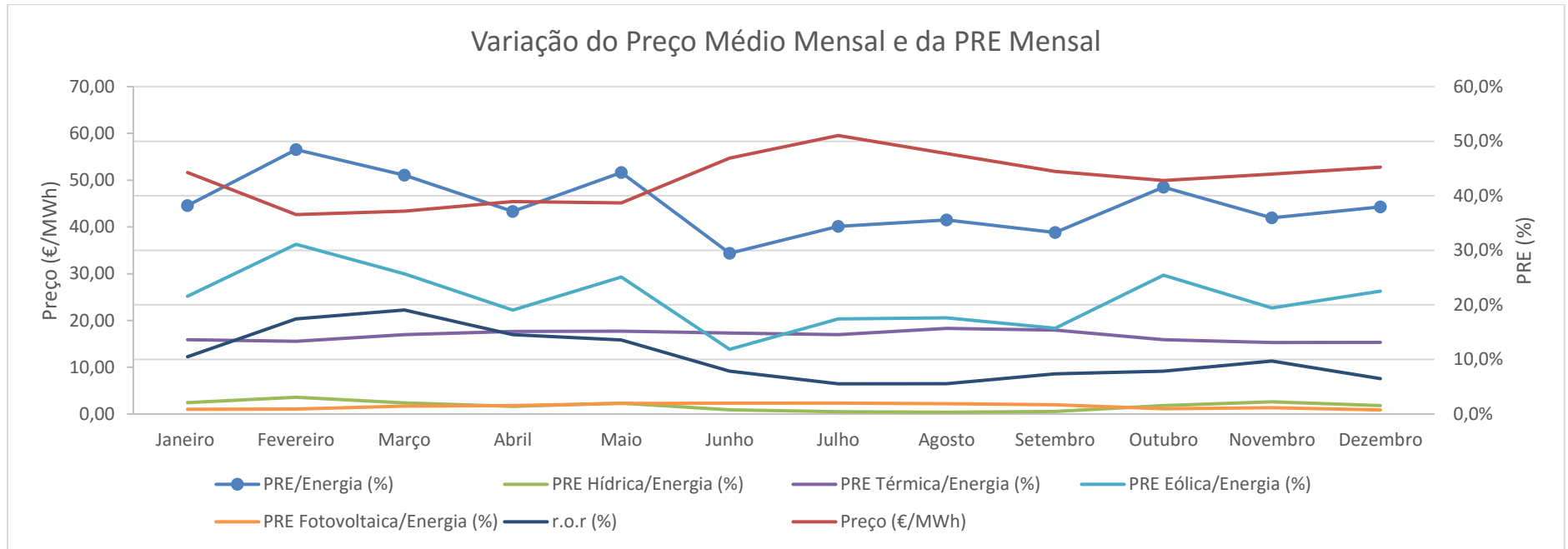


Figura 5.21 - Variação do preço médios mensais e da PRE mensal.

Pelos valores das Tabelas 5.33 e 5.34, bem como pela representação gráfica da Figura 5.21, observa-se que a curva da PRE/Energia apresenta uma forma muito semelhante à curva da PRE Eólica/Energia. Isto deve-se a este tipo de produção ter uma maior presença no computo geral da Produção em Regime Especial. As curvas correspondentes à PRE Fotovoltaica/Energia e à PRE Térmica/Energia, mostram um comportamento quase que constante ao longo do ano.

Pela Figura 5.21 verifica-se também que, em geral, quando ocorre uma subida de PRE num mês, o preço diminui e que quando ocorre uma descida de PRE, o preço aumenta. Este facto vem correlacionar o impacto que a Produção em Regime Especial tem nos preços do Mercado Ibérico de Eletricidade.

Como referido anteriormente, no ano de 2015, cerca de 21,29 % da produção de energia em Portugal teve origem em Produção em Regime Especial Eólica, com a Produção em Regime Especial total a corresponder a 38,49 % da produção de energia em Portugal.

5.5 - Impacto do aumento da PRE nos preços do MIBEL

O aumento da Produção em Regime Especial em Portugal nas últimas décadas teve como intuito estimular o investimento em tecnologias emergentes, principalmente o aproveitamento dos recursos endógenos, como a produção eólica. A evolução da Produção em Regime Especial em Portugal pode ser observada na Figura 3.10 do Capítulo 3.

Este tipo de produção é remunerada de acordo com tarifas *feed-in*. Com o desenvolvimento das tecnologias as tarifas *feed-in* devem sofrer uma diminuição até à sua completa retirada. Atualmente a Produção em Regime Especial é remunerada a um preço fixo de acordo com a produção de energia. No entanto a energia produzida por este tipo de produção entra em mercado a preço nulo, o que provoca uma diminuição do preço marginal de mercado. Do ponto de vista dos consumidores a diminuição de preço do mercado é quase impercetível devido ao facto de que na realidade os consumidores pagarem tarifas nas quais se inserem os apoios à Produção em Regime Especial. Na Figura 5.22 encontra-se o impacto da Produção em Regime Especial na fatura de eletricidade.

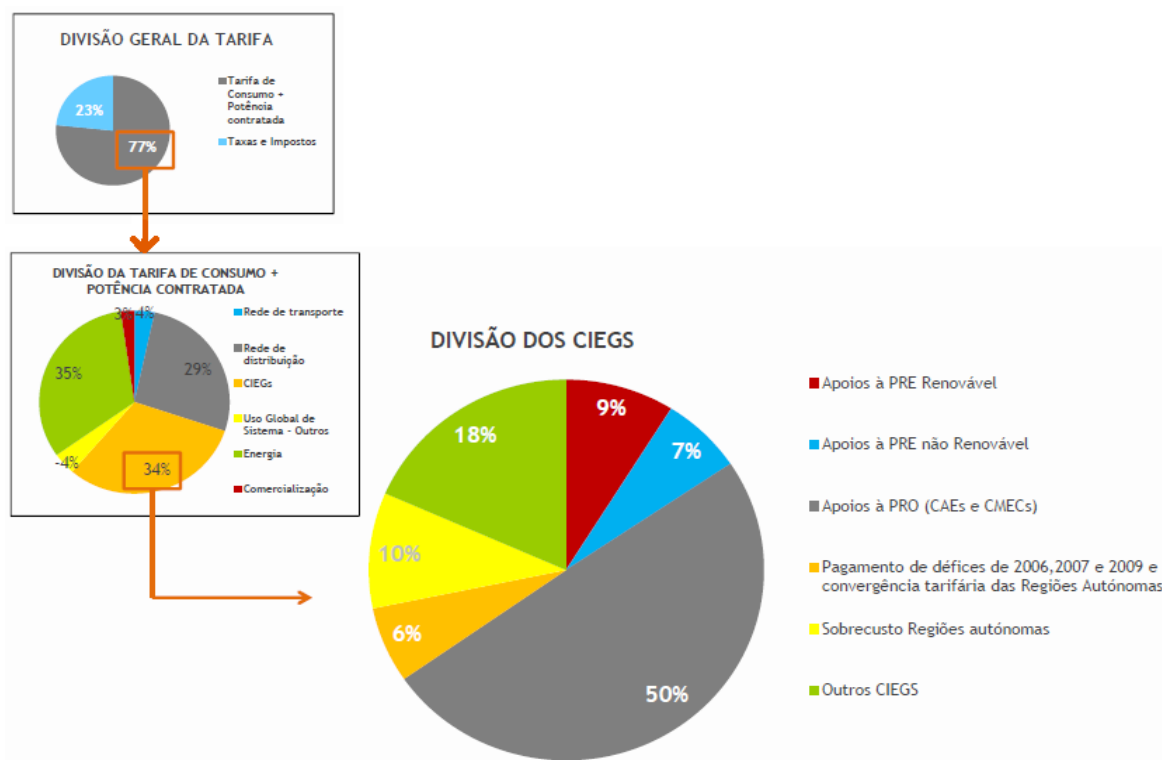


Figura 5.22 - Impacto da Produção em Regime Especial na fatura de eletricidade [47].

Relativamente aos produtores, a entrada da Produção em Regime Especial a preço nulo em mercado e a consequente diminuição do preço marginal, implica que as tecnologias com custos de produção mais elevados como as centrais térmicas não sejam tão necessárias para a produção de energia. O problema que daqui advém é o facto de a produção térmica ser necessária em caso de falha da produção renovável e, deste modo, o investimento em tecnologias de produção térmica não ser incentivado com preços de mercado cada vez menores. Em Portugal e Espanha existem mecanismos que permitem remunerar a disponibilidade de potência e minimizar este problema, como é o caso da Garantia de Potência/Pagamentos de Capacidade.

Em fevereiro de 2015, a Comissão Europeia, lançou várias medidas que pretendem garantir a segurança do aprovisionamento, a competitividade e a sustentabilidade, bem como tornar a Europa numa economia sustentável, hipocarbónica e respeitadora do ambiente e assumirá a liderança na produção de energia renovável e na luta contra o aquecimento do planeta. A Comissão Europeia delineou objetivos energéticos para 2020, 2030 e 2050. O investimento na produção de energia renovável pode, no entanto, agravar o problema referido anteriormente

Objetivos para 2020:

- 20 % de redução, pelo menos, das emissões de gases com efeito de estufa relativamente aos níveis de 1990;
- 20 % de energia obtida a partir de fontes renováveis;

- 20 % de melhoria da eficiência energética.

Objetivos para 2030:

- 40 % de redução das emissões de gases com efeito de estufa até 2030;
- 27 % da energia da UE, pelo menos, obtida a partir de fontes renováveis;
- 27 - 30 %, de aumento da eficiência energética;
- 15 % de interligação elétrica entre os países da UE, ou seja, 15 % da eletricidade produzida na UE pode ser transferida para outros países da UE.

Objetivos para 2050:

- 80-95 % de diminuição das emissões de gases com efeito de estufa relativamente aos níveis de 1990 [48].

De modo a cumprir os objetivos energéticos delineados para a União Europeia é necessário a integração dos mercados. Apesar desta integração ser uma realidade existente na Europa há alguns anos, esta integração de mercados localiza-se principalmente a nível regional, sendo o passo seguinte a integração destes mercados regionais. Esta estratégia europeia de integração dos mercados para além de permitir atingir os objetivos referidos, permite obter a segurança de fornecimento, uma maior concorrência devido ao maior número de empresas envolvidas, uma melhor e cuidada racionalidade dos recursos e investimentos, uma maior transparência e eficiência, bem como uma harmonização das tarifas regulatórias.

Através de iniciativas conjuntas de desenvolvimento da integração de mercados, como o *Price Coupling of Region*, a Europa tem vindo a tentar criar um mercado interno de energia único. No entanto o objetivo de um preço único só ocorreu numa única ocasião, no dia 19 de maio de 2014, entre as 16 horas e as 17 horas. A interligação dos mercados da eletricidade deve constituir, nos próximos anos, uma prioridade política para a União Europeia, a todos os níveis. Uma proposta a alguns destes desafios poderá ser a reestruturação das tarifas de eletricidade à semelhança do que aconteceu nas telecomunicações, com o pagamento de uma tarifa de um serviço fixo de energia.

Capítulo 6

Conclusão

6.1 - Conclusões

As reestruturações que têm ocorrido no setor elétrico nas últimas décadas, com o intuito da desverticalização do setor proporcionaram a liberalização de certas atividades permitindo o aumento da competitividade no setor. A nível Europeu tem se assistido à criação de diversos mercados regionais de entre os quais o Mercado Ibérico de Eletricidade englobando Portugal e Espanha. De modo à adoção de novas políticas energéticas para aumentar a produção de energia elétrica a partir de fontes renováveis ou endógenas, foi criado o conceito de Produção em Regime Especial. Como referido, este tipo de produção é remunerada com base em *feed-in*. As tarifas *feed-in* pretendem estimular o investimento em tecnologias emergentes. À medida que essas tecnologias se demonstram mais maduras, a tarifa deveria sofrer uma diminuição até à sua completa retirada. No entanto a Produção em Regime Especial é integrada no mercado em *Pool* a preço nulo, relevando a importância do estudo do impacto da PRE nos preços do MIBEL.

A Produção em Regime Especial tem uma elevada influência nos preços do Mercado Ibérico de Eletricidade, tendo-se verificado para o ano de 2015 um preço médio anual de 50,34 €/MWh, valor este que se elevaria para 55,32 €/MWh sem a presença de Produção em Regime Especial Eólica, o que corresponde a uma subida de 5,28 €/MWh. Da análise mensal realizada conclui-se que este valor varia conforme o mês considerado, ou seja, num mês de inverno a variação é consideravelmente superior à média, enquanto que num mês de verão é inferior à média de variação anual. A Produção em Regime Especial Fotovoltaica revela, no entanto, um impacto inferior devido à quantidade reduzida de painéis fotovoltaicos instalados em Portugal. Neste

caso, o preço elevar-se-ia para 50,67 €/MWh, sofrendo uma variação de apenas 0,33 €/MWh no preço médio anual. No caso sem a Produção em Regime Especial Térmica a variação seria de 3,51 €/MWh, com o preço a elevar-se para 53,84 €/MWh. Neste tipo de produção assiste-se a uma variação média mensal quase constante ao longo do ano, não sendo influenciada pelo mês em estudo. A ausência de toda a Produção em Regime Especial de Portugal implicaria uma elevação do preço médio anual para 59,82 €/MWh, com uma variação de 9,48 €/MWh. Neste caso, a variação do preço depende principalmente da Produção em Regime Especial Eólica, visto esta corresponder a 21,29 % da produção de energia em Portugal. No caso do estudo do impacto da Produção em Regime Especial de todo o Mercado Ibérico de Eletricidade, verifica-se uma considerável variação de 50,85 €/MWh, com o preço médio anual a subir para 101,19 €/MWh. Com a consideração da Produção em Regime Especial de Portugal adicionada da produção proveniente de fios-de-água, observa-se uma variação de 12,00 €/MWh, com o preço médio anual a subir para os 62,34 €/MWh.

Neste trabalho foi avaliado o impacto da Produção em Regime Especial de todo o Mercado Ibérico de Eletricidade nos preços de mercado. Para além disso, seria interessante o estudo do impacto das diversas tecnologias, tal como foi feito para Portugal. Para tal, seria necessário o conhecimento dos valores de produção eólica e fotovoltaica em Espanha para cada hora, uma vez que os dados disponibilizados por tecnologia eram só pertencentes a Portugal. Os dados em falta teriam de provavelmente ser disponibilizados pelo operador da rede espanhola.

Apesar das reestruturações que ocorreram nas últimas décadas no setor elétrico, este encontra-se ainda em desenvolvimento e com desafios para o futuro, como o caso do investimento e subsidiação de tecnologias que pode conduzir aos problemas referidos na secção 5.5 do Capítulo 5, bem como o caso da integração dos mercados regionais com o objetivo da criação de um mercado único a nível europeu.

Referências

- [1] <http://www.edisontechcenter.org/HistElectPowTrans.html>. Último acesso a 18/Fevereiro/2016.
- [2] João Paulo Tomé Saraiva, José Luís Pinto Ferreira da Silva, Maria Teresa Ponce de Leão, Mercados de Eletricidade - Regulação e Tarifação de Uso das Redes, FEUP Edições, 2002.
- [3] José Pedro Sucena Paiva, Redes de Energia Elétrica: uma análise sistemática, IST Press, Abril 2005.
- [4] Carlos Lopes, Jérôme Adnot, Preparing Energy Efficiency Mechanisms in the Portuguese Electricity Sector Centre d’Energétique, Ecole des Mines de Paris.
- [5] C.Silva, Análise estatística dos resultados do mercado ibérico de eletricidade no ano de 2010, Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, Junho 2011.
- [6] “Policy: Load Frequency Control and Performance, 2009”, European Network of Transmission System Operators for Electricity.
- [7] Entidade Reguladora Dos Serviços Energéticos - Manual De Procedimentos Do Gestor Do Sistema, Março 2009.
- [8] Alberta Electric System Operator - Ancillary Services Participant Manual.
- [9] <http://www.omie.es/inicio/mercados-y-productos/mercado-electricidad/nuestros-mercados-de-electricidad/mercado-intradiar>. Último acesso a 29/Fevereiro/2016.
- [10] <http://www.nordpoolspot.com/How-does-it-work/Bidding-areas/>. Último acesso a 22/Março/2016.
- [11] Hans Randen, David Elzinga, The Leading Power Market, Maio 2013.
- [12] <http://www.nordpoolspot.com/maps/#/nordic>. Último acesso a 22 de Março de 2016.
- [13] Decreto-Lei nº 184/2003 de 20 de Agosto de 2003, disponível em: <http://www.iapmei.pt/iapmei-leg-03.php?lei=1999>. Último acesso a 04/Março/2016.
- [14] Decreto-Lei n.º 29/2006 de 15 de Fevereiro, disponível em: <http://www.erse.pt/pt/legislacao/Legislacao/Attachments/1065/resE2F3D72B69F845818655A3C9382DD7C6.pdf>. Último acesso a 04/Março/2016.
- [15] A Nova Organização Do Sector Elétrico Nacional, disponível em: http://www.erse.pt/pt/consultaspublicas/historico/Documents/CP_01/01_1/Apresenta%C3%A7oANovaOrganiza%C3%A7odoSectorEl%C3%A9ctrico.pdf. Último acesso a 04/Março/2016.

- [16] Rui M. G. Castro, “Breve Caracterização do Sistema Eléctrico Nacional”, IST, Lisboa, Fevereiro de 2009.
- [17] <http://ren.pai.pt/ms/ms/ren-redes-energeticas-nacionais-sgps-sa-electricidade-1749-061-lisboa/ms-90016985-p-2/> Último acesso a 07/Março/2016.
- [18] <https://www.edpsu.pt/pt/CUR/Pages/ComercializadordeUltimoRecurso.aspx> Último acesso a 07/Março/2016.
- [19] Helga Maria Saboia Bezerra, “O Setor Elétrico Na Espanha E No Brasil: Uma Perspectiva Comparada Dos Processos De Liberalização”, Vol. 19, N°. 1, 1º Sem. 2013, pp. 91-115.
- [20] Patrícia Pereira da Silva, “O Sector da Energia Eléctrica na União Europeia: Evolução e Perspectivas”, Imprensa da Universidade de Coimbra, Coimbra, 2007.
- [21] Historia de la electricidad en España disponível em: <http://www.energiaysociedad.es/ficha/1-2-historia-de-la-electricidad-en-espana>. Último acesso a 9/Março/2016.
- [22] Ley 17/2007, disponível em: http://noticias.juridicas.com/base_datos/Admin/l17-2007.html#au. Último acesso a 10/Março/2016.
- [23] Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, disponível em : https://www.boe.es/diario_boe/txt.php?id=BOE-A-2013-13645. Último acesso a 10/Março/2016.
- [24] Características Dos Sistemas Eléctricos E Do Setor Elétrico De Países E / Ou Estados Seleccionados, Outubro de 2014.
- [25] <http://www.edp.pt/pt/aedp/sectordeenergia/sistemaelectricoespanhol/Pages/SistElectES.aspx>. Último acesso a 13/Março/2016.
- [26] Rui P. M. Araújo, “Análise dos Serviços de Sistema em Portugal e Espanha”, Dissertação realizada no âmbito do Mestrado Integrado em Engenharia Eletrotécnica e de Computadores Major Energia, FEUP, Porto, Janeiro de 2009.
- [27] João Tomé Saraiva, Organização de Mercados de Eletricidade, FEUP, Portugal, Setembro de 2014.
- [28] A Experiência Europeia e Ibérica de Integração de Mercados de Energia Elétrica, disponível em: <http://www.erse.pt/pt/Eventos/2011/Documents/Workshop%20ERSEGESEL%2004032011/Herminio%20Moreira.pdf>. Último acesso a 3/Março/2016.
- [29] Protocolo de Colaboração entre as Administrações de Portugal e de Espanha para a criação do Mercado Ibérico de Eletricidade, disponível em: <http://www.erse.pt/pt/mibel/construcaodesenvolvimento/Documents/ProtocolodeCooperacao%20A7%20A3o.pdf>. Último acesso a 3/Março/2016.
- [30] Modelo de Organização do Mercado Ibérico de Eletricidade, disponível em: <http://www.erse.pt/pt/mibel/construcaodesenvolvimento/Documents/Modelo%20MIBEL.pdf>. Último acesso a 3/Março/2016.
- [31] Acordo de Santiago de Compostela , disponível em: <http://www.mibel.com/index.php?mod=pags&mem=detalle&relmenu=26&relcategoria=1015&idpag=63&lang=pt>. Último acesso a 3/Março/2016.
- [32] Plano de Compatibilização entre Portugal e Espanha no sector energético, disponível em: <http://www.erse.pt/pt/mibel/conselhodereguladores/Documents/Plano%20de%20Compatibilizacao%20A7%20A3o%20entre%20Portugal%20e%20Espanha%20no%20sector%20energ%C3%A9tico.pdf>. Último acesso a 15/Março/2016.

- [33] <http://www.omip.pt/OMIP/MIBEL/tabid/72/language/pt-PT/Default.aspx>. Último acesso a 16/Março/2016.
- [34] <http://www.erse.pt/pt/supervisaodemercados/mercadodeelectricidade/contratacao/Paginas/default.aspx>. Último acesso a 16/Março/2016.
- [35] Luís Braga da Cruz. A liberalização do sector da energia, o MIBEL (Mercado Ibérico De Electricidade) e o OMIP (Operador Do Mercado Ibérico De Energia - pólo português).
- [36] <http://www.erse.pt/pt/supervisaodemercados/mercadodeelectricidade/mercadoaprazo/Paginas/default.aspx>. Último acesso a 16/Março/2016.
- [37] <http://www.erse.pt/pt/supervisaodemercados/mercadodeelectricidade/mercadodiario/Paginas/default.aspx>. Último acesso a 18/Março/2016.
- [38] <http://www.omie.es/pt/principal/mercados-e-productos/mercado-da-electricidade/os-nossos-mercados-de-eletricidade/mercado-di>. Último acesso a 18/Março/2016.
- [39] <http://www.omie.es/files/flash/ResultadosMercado.swf>. Último acesso a 18/Março/2016.
- [40] Jorge Esteves, Interligações e Mercado de Serviços de Sistema - A realidade do MIBEL no contexto Europeu, ERSE, 2011.
- [41] <http://www.omie.es/pt/principal/mercados-e-productos/mercado-da-electricidade/os-nossos-mercados-de-eletricidade/mercado-in>. Último acesso a 21/Março/2016.
- [42] Harmonização Regulatória Da Integração Da Produção Em Regime Especial No Mibel E Na Operação Dos Respectiveos Sistemas Eléctricos, disponível em: http://www.erse.pt/pt/consultaspublicas/consultas/Documents/38_1/201111_Mibel_Con_Pub_PRE_PT.pdf. Último acesso a 22/Março/2016.
- [43] Informação Sobre Produção Em Regime Especial (PRE) Portugal Continental, disponível em: http://www.erse.pt/pt/desempenhoambiental/prodregesp/Documents/Info_mensal/SIPREinfoJun14.pdf. Último acesso a 22/Março/2016.
- [44] João Tomé Saraiva, Aditividade Tarifária, FEUP, Portugal, Setembro de 2014.
- [45] <http://www.erse.pt/pt/electricidade/tarifaseprecos/Paginas/default.aspx>. Último acesso a 22/Março/2016.
- [46] Decreto-Lei n.º 215-A/2012 de 8 de outubro, disponível em: https://poseur.portugal2020.pt/media/38022/dl215-a_2012.pdf. Último acesso a 16/Abril/2016.
- [47] APREN, As Renováveis Em Portugal, Abril, 2013. Último acesso a 19/Junho/2016.
- [48] http://europa.eu/pol/ener/index_pt.htm. Último acesso a 19/Junho/2016.