



Mariana Barata Martins Borges

Licenciatura em
Ciências da Engenharia Eletrotécnica e de Computadores

Comercialização de Energia Eólica no Mercado Diário e de Reservas: Estratégias de Licitação e Penalizações

Dissertação para Obtenção do Grau de Mestre em
Engenharia Eletrotécnica e de Computadores

Orientador: Fernando Jorge Ferreira Lopes, Professor Doutor, LNEG
Co-orientadores: Anabela Monteiro Gonçalves Pronto, Professora Doutora, FCT-UNL

Júri

Presidente: André Teixeira Bento Damas Mora, Professor Doutor, FCT-UNL

Arguente: João Francisco Alves Martins, Professor Doutor, FCT-UNL

Vogal: Fernando Jorge Ferreira Lopes, Professor Doutor, LNEG



FACULDADE DE
CIÊNCIAS E TECNOLOGIA
UNIVERSIDADE NOVA DE LISBOA

Comercialização de Energia Eólica no Mercado Diário e de Reservas: Estratégias de Licitações e Penalizações

Copyright © Mariana Barata Martins Borges, Faculdade de Ciências e Tecnologia, Universidade Nova de Lisboa.

A Faculdade de Ciências e Tecnologia e a Universidade Nova de Lisboa têm o direito, perpétuo e sem limites geográficos, de arquivar e publicar esta dissertação através de exemplares impressos reproduzidos em papel ou de forma digital, ou por qualquer outro meio conhecido ou que venha a ser inventado, e de a divulgar através de repositórios científicos e de admitir a sua cópia e distribuição com objetivos educacionais ou de investigação, não comerciais, desde que seja dado crédito ao autor e editor.

Aos meus avós

Agradecimentos

Um especial agradecimento aos meus pais Edite e João, ao meu irmão João e aos meus avós Maria Lina e Virgílio, pelo amor incondicional e apoio infinito.

Gostaria de agradecer ao Doutor Fernando Lopes pela sua orientação e disponibilidade. À Professora Doutora Anabela Pronto, pela sua orientação e conselhos ao longo de todo o percurso académico. Ao Engenheiro Hugo Algarvio pela enorme paciência e partilha de conhecimento.

À Faculdade de Ciências e Tecnologia da Universidade Nova de Lisboa agradeço a oportunidade de poder realizar este trabalho. Ao Laboratório Nacional de Energias e Geologia, agradeço pela maneira como fui recebida e pela disponibilização das instalações para o desenvolvimento da dissertação.

Por fim, esta dissertação é também dedicada aos que sempre estiveram presentes: ao Pedro Oliveira por todas as palavras de carinho e por nunca me deixar desistir, ao Diogo Lourenço Marques pela cumplicidade e presença constante, à Marta d'Ávila pela amizade e gargalhadas partilhadas, ao Didier Lopes por todas as explicações e suporte nos melhores e piores momentos, à Bruna Bruno pelo genuíno apoio e noites em branco partilhadas, à minha companheira de viagens Sofia Rodrigues pelo apoio incondicional à distância e a todos os amigos e amigas que tornaram este percurso académico mais fácil.

Resumo

A indústria da energia elétrica evoluiu para uma indústria competitiva, onde os seus mercados são cada vez mais complexos. Aqui a penetração de energia intermitente continua a crescer e a ganhar cada vez mais relevância. A tendência é a substituição das unidades de geração convencionais por unidades geradoras de energia renovável.

Foram desenvolvidas tarifas bonificadas ou *Feed-in* de forma a incentivar o investimento no desenvolvimento de produção de energia eólica, mas os anos de financiamento exagerado a este sector acabaram. Estas tarifas estão a ser progressivamente abandonadas e é premente encontrar uma alternativa para continuar o apoio às fontes de energia limpa.

Face a este cenário, existe a necessidade de melhorar os protocolos remuneratórios dos produtores de energia renovável. A dissertação tem como foco a produção de energia eólica em Portugal e tem como principal objetivo o desenvolvimento de um caso de estudo, que permita analisar os benefícios económicos de se melhorar as estratégias de licitação das centrais eólicas no mercado em bolsa e de se possibilitar a participação das mesmas no mercado de balanços do sistema. Foram implementadas diferentes estratégias de licitação no mercado diário e no mercado de balanços (ou de reservas) e diferentes cenários de remuneração de energia eólica. Tanto os dados utilizados durante o presente estudo, como o simulador de mercados de energia elétrica foram disponibilizados pelo Laboratório Nacional de Energia e Geologia.

A presente dissertação demonstra, de um ponto de vista económico, os benefícios de um novo regime regulatório que continue a incentivar o investimento no desenvolvimento da energia eólica.

Palavras-chave: Mercados de energia elétrica, energia eólica, mercados de reservas, estratégias de licitação, reserva secundária e terciária, geração intermitente

Abstract

The electrical power industry has evolved into a competitive industry, where the markets are more and more complex. Here, the penetration of variable generation continues to grow and gain an increasing relevance. The trend is to replace conventional generation units with renewable energy generating units.

The regulated or feed-in tariff was created to encourage investment in the development of wind power generation, but the years of over-funding of this sector are over. These tariffs are being progressively abandoned and it is urgent to find an alternative to continuing supporting clean energy sources.

Given this scenario, there is a need to improve the remuneration protocols of renewable energy producers. This dissertation has a focus on wind power generation in Portugal and the main objective is the development of a case study that aims to analyze the economic benefits of improving the bidding strategies of wind power producers in the spot market and making possible their active participation in the balancing markets. It was implemented different bidding strategies in the day-ahead market and balancing markets and different scenarios of wind power remuneration. Both the data used during the present study and the simulator of electrical energy markets were made available by the National Laboratory of Energy and Geology.

The present dissertation demonstrates, from an economic point of view, the benefits of a new regulatory regime that continues to encourage investment in the development of wind power energy.

Keywords: Electricity markets, wind power, balancing markets, bidding strategies, secondary and tertiary reserve, variable generation

Índice

Agradecimentos	v
Resumo	vii
Abstract	ix
Índice de Tabelas	xv
Índice de Figuras	xix
Glossário	xxv
1 Introdução	1
1.1 Contexto e Motivação	1
1.2 Objetivos e Abordagem	4
1.3 Estrutura da Dissertação	5
2 Revisão Bibliográfica	7
2.1 Sistema Elétrico Nacional (SEN)	7
2.2 Mercado Ibérico de Eletricidade (MIBEL)	9
2.2.1 Aspetos gerais.....	9
2.2.2 Organização e Funcionamento	10
2.3 Modelos de Mercado no MIBEL	11
2.3.1 Mercado de contratação à vista ou <i>spot</i>	11
2.3.2 Mercado a Prazo.....	16
2.3.3 Mercado Não Organizado de Contratação Bilateral	17
2.3.4 Mercados de Serviços de Sistema	18
2.4 Energia Eólica	28
2.4.1 Exploração de Energia Eólica	29
2.4.2 Energia Eólica em Portugal	30
3 Sistemas Multi-Agente e Módulo MATREM	33
3.1 Sistemas Multi-Agente	33
3.1.1 Plataforma computacional JADE.....	34
3.2 Simuladores Multi-Agente para Simulação de Mercados de Energia	34
3.2.1 AMES	35
3.2.2 MASCEM	35

3.2.3	MATREM	36
4	Caso de Estudo – Estratégias de Licitação e Penalizações.....	41
4.1	Introdução	41
4.2	Perfil de Energia Eólica e Agentes	44
4.3	Agentes Produtores de Energia (Agente de Ofertas).....	47
4.4	Agentes Comercializadores (Retalhistas).....	52
4.5	Caso A – Ofertas Individuais.....	53
4.5.1	Dados de entrada	53
4.5.2	Simulação do Mercado Diário.....	54
4.5.3	Simulação do Mercado de Reserva Secundária.....	64
4.5.4	Simulação do Mercado de Reserva Terciária.....	66
4.5.5	Cenário 1: Remuneração de mercado com penalizações/compensações pela valorização dos desvios.....	73
4.5.6	Cenário 2: Remuneração de mercado com penalizações/compensações pelos preços da reserva terciária.....	75
4.6	Caso B – Ofertas Agregadas.....	76
4.6.1	Dados de entrada	76
4.6.2	Simulação do Mercado Diário.....	76
4.6.3	Simulação do Mercado de Reserva Secundária.....	83
4.6.4	Simulação do Mercado de Reserva Terciária.....	85
4.6.5	Cenário 1: Remuneração de mercado com penalizações/compensações pela valorização dos desvios.....	86
4.6.6	Cenário 2: Remuneração de mercado com penalizações/compensações pelos preços da reserva terciária.....	86
4.7	Caso C – Ofertas Individuais c/Participação de Unidades Eólicas na Reserva Terciária	87
4.7.1	Dados de entrada	87
4.7.2	Simulação do Mercado Diário.....	87
4.7.3	Simulação do Mercado de Reserva Secundária.....	88
4.7.4	Simulação do Mercado de Reserva Terciária.....	88
4.7.5	Cenário 1: Remuneração de mercado com penalizações/compensações pela valorização dos desvios.....	93
4.7.6	Cenário 2: Remuneração de mercado com penalizações/compensações pelos preços da reserva terciária.....	93
4.8	Caso D – Ofertas Agregadas c/Participação de Unidades Eólicas na Reserva Terciária	94
4.8.1	Dados de entrada	94
4.8.2	Simulação do Mercado Diário.....	94

4.8.3	Simulação do Mercado de Reserva Secundária.....	94
4.8.4	Simulação do Mercado de Reserva Terciária.....	95
4.8.5	Cenário 1: Remuneração de mercado com penalizações/compensações pela valorização dos desvios.....	99
4.8.6	Cenário 2: Remuneração de mercado com penalizações/compensações pelos preços da reserva terciária.....	100
4.9	Caso E – Forecast Perfeito	101
4.9.1	Cenário 3: Remuneração pelo preço de mercado	101
4.10	Caso F – Forecast Perfeito com Feed-in	102
4.10.1	Cenário 4: Remuneração <i>Feed-in</i>	102
4.11	Análise de Resultados	103
5	Conclusões	107
5.1	Síntese de Resultados	107
5.2	Conclusões.....	108
5.3	Trabalho Futuro	109
	Referências.....	111
	Anexos	115
A.	Valorização Média dos Desvios	117
B.	Preços da Reserva Terciária	118
C.	CASO A – Resultados de Mercado Simulados	119
D.	CASO B – Resultados de Mercado Simulados	135

Índice de Tabelas

Tabela 4.1 – Perfil de geração de Portugal e Espanha [40]	45
Tabela 4.2 - Frequência de ocorrência dos dias significativos	46
Tabela 4.3 – Unidades físicas participantes no caso de estudo.....	51
Tabela 4.4 – Unidades físicas participantes no mercado de reserva secundária.....	64
Tabela 4.5 - Unidades físicas participantes no mercado de reserva terciária	67
Tabela 4.6 – Resultado do cenário de remuneração 1 para os sete dias significativos do Caso A.....	74
Tabela 4.7 - Resultado do cenário de remuneração 2 para os sete dias significativos do Caso A.....	75
Tabela 4.8 – Resultado do cenário de remuneração 1 para os sete dias significativos do Caso B.....	86
Tabela 4.9 - Resultado do cenário de remuneração 2 para os sete dias significativos do Caso B.....	87
Tabela 4.10 – Resultado do cenário de remuneração 1 para os sete dias significativos do Caso C.....	93
Tabela 4.11 - Resultado do cenário de remuneração 2 para os sete dias significativos do Caso C.....	93
Tabela 4.12 – Resultado do cenário de remuneração 1 para os sete dias significativos do Caso D.....	100
Tabela 4.13 - Resultado do cenário de remuneração 2 para os sete dias significativos do Caso D.....	100
Tabela 4.14 – Resultado do cenário de remuneração 3 para os sete dias significativos do Caso E.....	102

Tabela 4.15 – Resultado do cenário de remuneração 4 para os sete dias significativos do Caso F	103
Tabela 5.1 - Potência contratada e preços simulados e reais do mercado diário, para o Dia 1 por cada hora de programação	119
Tabela 5.2 - Potência contratada e preços simulados e reais do mercado diário, para o Dia 2 por cada hora de programação	120
Tabela 5.3 - Potência contratada e preços simulados e reais do mercado diário, para o Dia 3 por cada hora de programação	121
Tabela 5.4 - Potência contratada e preços simulados e reais do mercado diário, para o Dia 4 por cada hora de programação	122
Tabela 5.5 - Potência contratada e preços simulados e reais do mercado diário, para o Dia 5 por cada hora de programação	123
Tabela 5.6 - Potência contratada e preços simulados e reais do mercado diário, para o Dia 6 por cada hora de programação	124
Tabela 5.7 - Potência contratada e preços simulados e reais do mercado diário, para o Dia 7 por cada hora de programação	125
Tabela 5.8 – Valores de consumo máximo previsto e necessidades de banda secundária para o Dia 1, por hora de programação.....	126
Tabela 5.9 - Valores de consumo máximo previsto e necessidades de banda secundária para o Dia 2, por hora de programação.....	127
Tabela 5.10 - Valores de consumo máximo previsto e necessidades de banda secundária para o Dia 3, por hora de programação.....	128
Tabela 5.11 - Valores de consumo máximo previsto e necessidades de banda secundária para o Dia 4, por hora de programação.....	129
Tabela 5.12 - Valores de consumo máximo previsto e necessidades de banda secundária para o Dia 5, por hora de programação.....	130
Tabela 5.13 - Valores de consumo máximo previsto e necessidades de banda secundária para o Dia 6, por hora de programação.....	131
Tabela 5.14 - Valores de consumo máximo previsto e necessidades de banda secundária para o Dia 7, por hora de programação.....	132
Tabela 5.15 - Potência contratada e preços simulados e reais, para o Dia 1 por cada hora de programação.....	135
Tabela 5.16 - Potência contratada e preços simulados e reais, para o Dia 2 por cada hora de programação.....	136
Tabela 5.17 - Potência contratada e preços simulados e reais, para o Dia 3 por cada hora de programação.....	137

Tabela 5.18 - Potência contratada e preços simulados e reais, para o Dia 4 por cada hora de programação.....	138
Tabela 5.19 - Potência contratada e preços simulados e reais, para o Dia 5 por cada hora de programação.....	139
Tabela 5.20 - Potência contratada e preços simulados e reais, para o Dia 6 por cada hora de programação.....	140
Tabela 5.21 - Potência contratada e preços simulados e reais, para o Dia 7 por cada hora de programação.....	141

Índice de Figuras

Figura 2.1 - Atual modelo estrutural do SEN (Adaptada) [10].....	8
Figura 2.2 – Estrutura de negociação de energia no MIBEL [6].....	11
Figura 2.3 – Curvas de oferta e procura para a definição de um preço marginal único [19].....	12
Figura 2.4 – Curvas agregadas da oferta e procura do dia 15/02/2018, hora 9 [20].....	13
Figura 2.5 – Preço horário do mercado diário português e espanhol e quantidade de energia elétrica transacionada no MIBEL para o dia 15/02/2018 [20].....	14
Figura 2.6 - Sessões do Mercado Intradiário segundo o horário legal espanhol [12].....	15
Figura 2.7 - Horários para cada sessão do Mercado Intradiário segundo o horário legal espanhol [22].....	16
Figura 2.8 – Esquema de ativação do controlo de frequência da rede [30] (Adaptada) .	21
Figura 2.9 - Ativação das reservas de regulação após perturbação na rede [30].....	22
Figura 2.10 - Diagrama do sistema de regulação de velocidade de um gerador [26].....	23
Figura 2.11 – Potência eólica instalada globalmente de 2001 a 2016 [35].....	29
Figura 2.12 – Países com maior capacidade eólica instalada no final de 2016 [35].....	30
Figura 2.13 - Repartição das fontes de energia elétrica em Portugal em Junho de 2017 [2].....	30
Figura 2.14 – Preço grossista da energia elétrica e produção renovável de Junho de 2015 a Junho de 2017 [2].....	32
Figura 3.1- Descrição do ambiente e comunicações no sistema MAN-REM [54].....	37
Figura 3.2 – Janela principal do MATREM	39
Figura 3.3 – Janela <i>Pricing Mechanism</i> referente ao menu <i>Markets</i>	40
Figura 3.4 – Seleção de unidades referente ao menu <i>Participants</i>	40
Figura 4.1 - Perfil de potência eólica para os dias representativos.....	45
Figura 4.2 - Frequência de ocorrência dos dias representativos	46
Figura 4.3 – Curva da oferta e formação de preço por tecnologia [57].....	47

Figura 4.4 - Dados associados às curvas agregadas de oferta e procura do dia 4/03/2017 para a hora 1	50
Figura 4.5 – Percentagem de potência de carga por agente comercializador	53
Figura 4.6 – Potência contratada real e simulada para o Dia 1 em função da hora de programação.....	54
Figura 4.7 – Preço real e simulado para o Dia 1 em função da hora de programação....	55
Figura 4.8 - Potência contratada real e simulada para o Dia 2 em função da hora de programação.....	56
Figura 4.9 - Preço real e simulado para o Dia 2 em função da hora de programação	56
Figura 4.10 - Potência contratada real e simulada para o Dia 3 em função da hora de programação.....	57
Figura 4.11 - Preço real e simulado para o Dia 3 em função da hora de programação ..	58
Figura 4.12 - Potência contratada real e simulada para o Dia 4 em função da hora de programação.....	59
Figura 4.13 - Preço real e simulado para o Dia 4 em função da hora de programação ..	59
Figura 4.14 - Potência contratada real e simulada para o Dia 5 em função da hora de programação.....	60
Figura 4.15 - Preço real e simulado para o Dia 5 em função da hora de programação ..	61
Figura 4.16 - Potência contratada real e simulada para o Dia 6 em função da hora de programação.....	62
Figura 4.17 - Preço real e simulado para o Dia 6 em função da hora de programação ..	62
Figura 4.18 - Potência contratada real e simulada para o Dia 7 em função da hora de programação.....	63
Figura 4.19 - Preço real e simulado para o Dia 7 em função da hora de programação ..	64
Figura 4.20 - Resultado simulado da reserva terciária a subir do Caso A para o Dia 1, para cada hora de programação.....	68
Figura 4.21 - Resultado simulado da reserva terciária a descer do Caso A para o Dia 1, para cada hora de programação.....	68
Figura 4.22 - Resultado simulado da reserva terciária a subir e a descer do Caso A para o Dia 2, para cada hora de programação.....	69
Figura 4.23 - Resultado simulado da reserva terciária a subir e a descer do Caso A para o Dia 3, para cada hora de programação.....	70
Figura 4.24 - Resultado simulado da reserva terciária a subir e a descer do Caso A para o Dia 4, para cada hora de programação.....	70
Figura 4.25 - Resultado simulado da reserva terciária a subir e a descer do Caso A para o Dia 5, para cada hora de programação.....	71

Figura 4.26 - Resultado simulado da reserva terciária a subir e a descer do Caso A para o Dia 6, para cada hora de programação.....	72
Figura 4.27 - Resultado simulado da reserva terciária a subir e a descer do Caso A para o Dia 7, para cada hora de programação.....	73
Figura 4.28 – Preço real e simulado para o Dia 1 em função da hora de programação..	77
Figura 4.29 - Preço real e simulado para o Dia 2 em função da hora de programação ..	78
Figura 4.30 - Preço real e simulado para o Dia 3 em função da hora de programação ..	79
Figura 4.31 - Preço real e simulado para o Dia 4 em função da hora de programação ..	80
Figura 4.32 - Preço real e simulado para o Dia 5 em função da hora de programação ..	81
Figura 4.33 - Preço real e simulado para o Dia 6 em função da hora de programação ..	82
Figura 4.34 - Preço real e simulado para o Dia 7 em função da hora de programação ..	83
Figura 4.35 - Resultado simulado da reserva terciária a subir e a descer do Caso C, para o Dia 1, para cada hora de programação.....	88
Figura 4.36 - Resultado simulado da reserva terciária a subir e a descer do Caso C, para o Dia 2, para cada hora de programação.....	89
Figura 4.37 - Resultado simulado da reserva terciária a subir e a descer do Caso C, para o Dia 3, para cada hora de programação.....	90
Figura 4.38 - Resultado simulado da reserva terciária a subir e a descer do Caso C, para o Dia 4, para cada hora de programação.....	90
Figura 4.39 - Resultado simulado da reserva terciária a subir e a descer do Caso C, para o Dia 5, para cada hora de programação.....	91
Figura 4.40 - Resultado simulado da reserva terciária a subir e a descer do Caso C, para o Dia 6, para cada hora de programação.....	92
Figura 4.41 - Resultado simulado da reserva terciária a subir e a descer do Caso C, para o Dia 7, para cada hora de programação.....	92
Figura 4.42 - Resultado simulado da reserva terciária a subir e a descer do Caso D, para o Dia 1, para cada hora de programação.....	95
Figura 4.43 - Resultado simulado da reserva terciária a subir e a descer do Caso D, para o Dia 2, para cada hora de programação.....	96
Figura 4.44 - Resultado simulado da reserva terciária a subir e a descer do Caso D, para o Dia 3, para cada hora de programação.....	96
Figura 4.45 - Resultado simulado da reserva terciária a subir e a descer do Caso D, para o Dia 4, para cada hora de programação.....	97
Figura 4.46 - Resultado simulado da reserva terciária a subir e a descer do Caso D, para o Dia 5, para cada hora de programação.....	98
Figura 4.47 - Resultado simulado da reserva terciária a subir e a descer do Caso D, para o Dia 6, para cada hora de programação.....	98

Figura 4.48 - Resultado simulado da reserva terciária a subir e a descer do Caso D, para o Dia 7, para cada hora de programação.....	99
Figura 4.49 - Resumo dos valores de remuneração eólica para todo o caso de estudo	104
Figura 4.50 – Remuneração eólica representativa de cada cenário	104
Figura 5.1 - Banda secundária casada e respetivo preço para o Dia 2, por hora de programação.....	133
Figura 5.2 - Banda secundária casada e respetivo preço para o Dia 1, por hora de programação.....	133
Figura 5.3 - Banda secundária casada e respetivo preço para o Dia 3, por hora de programação.....	133
Figura 5.4 - Banda secundária casada e respetivo preço para o Dia 4, por hora de programação.....	133
Figura 5.5 - Banda secundária casada e respetivo preço para o Dia 6, por hora de programação.....	134
Figura 5.6 - Banda secundária casada e respetivo preço para o Dia 5, por hora de programação.....	134
Figura 5.7 - Banda secundária casada e respetivo preço para o Dia 7, por hora de programação.....	134
Figura 5.8 - Banda secundária casada e respetivo preço para o Dia 2, por hora de programação.....	142
Figura 5.9 - Banda secundária casada e respetivo preço para o Dia 1, por hora de programação.....	142
Figura 5.10 - Banda secundária casada e respetivo preço para o Dia 4, por hora de programação.....	142
Figura 5.11 - Banda secundária casada e respetivo preço para o Dia 3, por hora de programação.....	142
Figura 5.12 - Banda secundária casada e respetivo preço para o Dia 6, por hora de programação.....	143
Figura 5.13 - Banda secundária casada e respetivo preço para o Dia 5, por hora de programação.....	143
Figura 5.14 - Banda secundária casada e respetivo preço para o Dia 7, por hora de programação.....	143
Figura 5.15 - Resultado simulado da reserva terciária a subir e a descer para o Dia 1, para cada hora de programação.....	144
Figura 5.16 - Resultado simulado da reserva terciária a subir e a descer para o Dia 2, para cada hora de programação.....	144

Figura 5.17 - Resultado simulado da reserva terciária a subir e a descer para o Dia 3, para cada hora de programação.....	145
Figura 5.18 - Resultado simulado da reserva terciária a subir e a descer para o Dia 4, para cada hora de programação.....	145
Figura 5.19 - Resultado simulado da reserva terciária a subir e a descer para o Dia 5, para cada hora de programação.....	146
Figura 5.20 - Resultado simulado da reserva terciária a subir e a descer para o Dia 6, para cada hora de programação.....	146
Figura 5.21 - Resultado simulado da reserva terciária a subir e a descer para o Dia 7, para cada hora de programação.....	147

Glossário

AMES	<i>Agent-based Modeling of Electricity Systems</i>
CUR	Comercializador de Ultimo Recurso
DGEG	Direção Geral de Energia e Geologia
EDP	Eletricidade de Portugal
EDP SU	Eletricidade de Portugal- Serviço Universal
ENTSO-E	<i>European Network of Transmission System Operators</i>
ERSE	Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos
EUPHEMIA	<i>Pan-European Hybrid Electricity Market Integration Algorithm</i>
FIPA	<i>Foundation for Intelligent Physical Agents</i>
GECAD	Grupo de Investigação em Engenharia do Conhecimento e Apoio à decisão
GEE	Gases com Efeito de Estufa
GGS	Gestor Global de Sistema
ICL	<i>Inter-agent Communication Language</i>
JADE	<i>Java Agent Development Framework</i>
LNEG	Laboratório Nacional de Energia e Geologia
MAN-REM	<i>Multi-agent Negotiation and Risk Management in Electricity Mar- kets</i>

MASCEM	<i>Multi-Agent System that Simulates Competitive Electricity Markets</i>
MAT	Muito Alta Tensão
MATREM	<i>Multi-Agent TRading in Eletricity Markets</i>
MEE	Mercado de Energia Elétrica
MIBEL	Mercado Ibérico de Eletricidade
MRC	<i>Market Coupling of Regions</i>
MO	Mercados Organizados
OM	Operador de Mercado
OMIClear	Sociedade de Compensação de Mercados de Energia, Sociedade Gestora da Câmara de Compensação com assunção de Contraparte Central, S.A.
OMIE	<i>Operador del Mercado Ibérico de Energía - Pólo Espanhol, S.A.</i>
OMIP	Operador do Mercado Ibérico de Energia Português, Sociedade Gestora do Mercado Regulamentado, S.A.
OS	Operador de Sistema
OTC	<i>Over-The-Counter-</i> Derivados negociados em mercado de balcão
PDBF	Programa de Base Final
PHF	Programa Horário de Funcionamento
PRO	Produção em Regime Ordinário
PRE	Produção em Regime Especial
RED	<i>Red Eléctrica de España</i>
REN	Redes Energéticas Nacionais
RESP	Rede Elétrica de Serviço Público
RND	Rede Nacional de Distribuição
RNT	Rede Nacional de Transporte
SEN	Sistema Elétrico Nacional
SMA	Sistemas Multiagente
SMEE	Simulador de Mercado de Energia Elétrica
TSO	<i>Transmission System Operators</i>

1 Introdução

1.1 Contexto e Motivação

O clima do planeta terra tem vindo a alterar-se durante milhões de anos, variando de idades do gelo para períodos mais quentes, mas no último século a temperatura do planeta tem vindo a aumentar invulgarmente rápido. A atividade humana é a principal causadora deste processo denominado ‘Aquecimento Global’, estando a sobrecarregar a atmosfera com dióxido de carbono e outro tipo de gases com efeito de estufa (GEE). Estes gases capturam o calor na atmosfera, elevam a temperatura do planeta e criam impactos significativos na saúde humana, no meio ambiente e no clima.

Desde a Revolução industrial que as necessidades de consumo de eletricidade têm sido satisfeitas maioritariamente por exploração de combustíveis fósseis. Estes combustíveis são escassos, representam custos elevados e são extremamente prejudiciais para o meio ambiente, pois contribuem para o aquecimento global, aumento dos níveis do mar, deterioração da qualidade do ar, contaminação das águas, chuvas ácidas, extinção de espécies e outros tipos de desastres naturais. O planeta necessita de uma solução relativamente rápida, um novo tipo de energia mais limpa: Energias Renováveis.

Esta necessidade urgente de encontrar uma alternativa aos combustíveis fósseis tem feito com que a produção de energia através de fontes renováveis tenha vindo a aumentar consideravelmente nos últimos anos e a assumir uma posição de destaque na realidade socioeconómica mundial.

Uma das maneiras mais limpas e sustentáveis de gerar eletricidade é aproveitando o vento. O facto de a energia eólica não produzir emissões tóxicas e o vento ser um dos

recursos mais abundantes e competitivos em termos de custos, faz com que esta energia seja uma alternativa mais viável aos combustíveis que ameaçam o meio ambiente.

A União Europeia tem tido um papel fundamental neste contexto, na medida em que tem tomado medidas de estímulo à produção de energia alternativa para atenuar o efeito das emissões dos gases de estufa para a atmosfera. Para que os Estados-Membros conseguissem cumprir as metas propostas pela União Europeia, houve um desenvolvimento de tarifas bonificadas ou *feed-in* de modo a encorajar o investimento por parte do país em tecnologias emergentes [1].

Portugal é um dos países líderes na produção de energia renovável, onde em 2016 as fontes renováveis contribuíram com 71% do total da produção elétrica e até Junho de 2017 contribuíram com 46,9%. Neste último período, a energia eólica representou 23% da produção, tendo sido a tecnologia renovável que gerou mais eletricidade [2]. Esta liderança deve-se ao regime remuneratório nacional e europeu da produção de energia em regime especial, tendo como principal destaque o sector eólico. Como a energia renovável tem um custo marginal próximo de zero, a diminuição da produção de energia renovável no ano presente, representou um aumento do preço grossista da energia no mercado *spot*.

Como as tarifas *feed-in* foram desenvolvidas para que houvesse um incentivo às novas tecnologias de produção de energia elétrica, é expectável que sofram alterações até serem totalmente retiradas [1]. Portugal não é exceção, há um registo da diminuição das tarifas em consequência da diminuição dos custos de investimento e desenvolvimento à medida que as tecnologias atingem mais maturidade. Por sua vez, esta diminuição refletiu-se na fatura do consumidor doméstico, já que os custos suportados por este para apoio às tecnologias limpas também decresce [3].

Em Portugal, as principais leis que regulam a organização do Sistema Elétrico Nacional (SEN) foram sujeitas a alterações recentemente. Até à divulgação do decreto-lei DL 215-B/2012, toda a produção em regime especial beneficiava de uma obrigação de compra a preços bonificados [1]. Isto permitia aos novos produtores um período capaz de assegurar o retorno do investimento efetuado inicialmente e à medida que a tecnologia amadurecesse, as tarifas eram reduzidas até à sua completa retirada.

Com a entrada em vigor do mencionado diploma, a atividade de produção em regime especial pode ser exercida ao abrigo de dois modelos remuneratórios: o regime de remuneração garantida (tarifas *feed-in*), em que a eletricidade produzida é entregue ao comercializador de último recurso e o regime geral, onde a venda de eletricidade é realizada através de mercados organizados ou através da celebração de contractos bilaterais com clientes finais ou com comercializadores de eletricidade [1].

Deste modo, a aplicação das referidas tarifas *feed-in* fica ainda dependente da decisão do Governo, pois a atribuição de licenças de produção e de exploração devem ser adquiridas através de um concurso de iniciativa pública que garantirá uma reserva de capacidade de injeção na Rede Elétrica de Serviço Público (RESP) [4].

No que concerne à produção de energia eólica, o seu regime remuneratório foi alvo de modificações introduzidas pelo DL 35/2013. Ao abrigo deste diploma, os produtores eólicos podem aderir a regimes remuneratórios alternativos que os protegem dos investimentos realizados. Assim, os produtores titulares de centrais eólicas que já beneficiavam de tarifas *feed-in* podem optar por uma extensão do período de remuneração garantida por cinco ou sete anos. Terminado este período adicional, a eletricidade produzida passa a ser vendida em regime de mercado [1].

Pode-se afirmar que os anos de financiamento exagerado ao investimento no sector energético terminaram. É, no entanto, necessário continuar o apoio e o incentivo ao desenvolvimento das fontes de energia mais limpa, para que Portugal seja um país que se sustente a si mesmo, sem depender de fontes de energia poluentes ou de importação energética.

Para tal, é premente criar um regime regulatório que transmita confiança aos investidores e que os incentive a desenvolver as suas centrais eólicas. O DL 215-B/2012 veio introduzir a oportunidade de um regime de remuneração de mercado independente de procedimentos de contratação pública para incentivar investidores a desenvolver novos projetos de produção de energia renovável [4]. Esta medida é de extrema importância, na medida em que é necessário aproximar o mercado das energias renováveis ao regime de mercado convencional. Em suma, é primordial uma transição do regime de remuneração garantida para o regime de remuneração livre de concorrência que, em simultâneo, não desincentive futuros investimentos.

A produção de eletricidade tem de acompanhar e satisfazer o consumo dos consumidores a cada momento das vinte e quatro horas do dia, já que o armazenamento de grandes quantidades de energia é difícil e dispendioso [5]. Em consequência, as transações no mercado são feitas através de previsões de produção e de consumo que, por sua vez, originam desafios na manutenção da frequência da rede. Esta manutenção é conseguida através de reservas de potência ativa que, quando ativas, equilibram a geração, o consumo e as perdas. As negociações de reservas são efetuadas num mercado complementar aos mercados de energia elétrica denominado Mercado de Serviços de Sistema ou de Balanços [6].

O aumento da integração de energias renováveis não despacháveis, como a eólica e a solar, e a liberalização dos mercados de energia elétrica provocam uma grande variabilidade na produção de eletricidade e motivam o aumento das reservas necessárias para uma boa manutenção do SEN. Neste contexto, as fontes de energia eólica são de importante relevo devido à sua elevada variabilidade temporal e difícil previsão de produção [6].

Face ao progressivo abandono das tarifas *feed-in*, o produtor eólico quando licita no mercado em bolsa tem de assumir os custos relacionados com a transação de energia no mercado de reservas mediante a ocorrência de desvios de frequência na rede [1]. Deste modo, é necessário melhorar as previsões de produção e as estratégias de licitação das centrais eólicas para diminuir os custos assumidos pelo produtor e incentivar a continuação do investimento neste sector.

É ainda possível concluir que as unidades produtoras de energias renováveis estão cada vez mais a substituir as unidades de geração convencionais, que por sua vez, são as fornecedoras tradicionais dos Mercados de Balanços. Em consequência, existe uma necessidade crescente de que as unidades de geração renovável participem ativamente nestes mecanismos de balanços e que contribuam para a manutenção da frequência da rede para garantir o seu bom funcionamento. Em Espanha, onde mais de 20% da necessidade energética é fornecida por geradores eólicos, o governo já implementou uma reforma que permite a participação destas unidades nos Mercados de Balanços (desde que cumprissem com os requerimentos técnicos estabelecidos pelo Operador de Sistema Espanhol. Esta reforma veio eliminar as tarifas bonificadas e associou a remuneração dos produtores renováveis diretamente à sua participação no mercado de energia elétrica [7].

A presente dissertação irá analisar os impactos económicos de diferentes estratégias de licitação no mercado de energia elétrica, onde as unidades produtoras de energia eólica participam ativamente nestes Mercados de Serviços de Sistema ou de Balanços.

1.2 Objetivos e Abordagem

À luz do exposto, esta dissertação tem como principal objetivo analisar, do ponto de vista económico, o impacto de diferentes estratégias de licitação na remuneração dos produtores eólicos. Com isto em mente, pretende-se alcançar as seguintes metas:

- Estudo dos princípios de funcionamento e organização do mercado de energia elétrica.

- Estudo do impacto da presença da energia eólica em Portugal;
- Estudar e utilizar o software multi-agente MATREM¹ como ferramenta de simulação;
- Desenvolvimento de um caso de estudo, onde se faça uma representação mais aproximada possível da comercialização real de energia elétrica e que permita comparar dois métodos de licitação e analisar a influência da participação de produtores de energia eólica no Mercado de Serviços de Sistema em Portugal;
- Análise económica de diferentes estratégias de remuneração das unidades geradoras de energia eólica.

De modo a alcançar estas metas, a presente dissertação foi desenvolvida com o apoio do Laboratório Nacional de Energia e Geologia (LNEG). O Laboratório forneceu os dados reais de unidades produtoras de energia eólica para o desenvolvimento do caso de estudo e ainda a ferramenta de simulação de mercados utilizada.

1.3 Estrutura da Dissertação

A dissertação encontra-se organizada em cinco capítulos:

- Capítulo 1: Introdução apresenta o trabalho e propõe a abordagem de implementação. É elucidado o contexto, as motivações são delineadas e a arquitetura é explicada.
- Capítulo 2: Revisão Bibliográfica analisa de forma detalhada a estrutura do mercado de energia elétrica em Portugal e Espanha e o mercado de serviços

¹ Trabalho realizado no âmbito do projeto MAN-REM (FCOMP-01-0124-FEDER-020397), financiado pelo FEDER através do programa COMPETE- Programa Operacional Temático Fatores de Competitividade, e pela FCT- Fundação para a Ciência e Tecnologia

de sistema para a regulação da frequência de Portugal. Descreve ainda os impactos da energia eólica no país.

- Capítulo 3: Sistemas Multi-Agente e Módulo MATREM define alguns sistemas multi-agente e plataformas computacionais, descreve um simulador de mercados de eletricidade, onde os vários agentes intervenientes são responsáveis por funções de mercado específicas.
- Capítulo 4: Caso de estudo é construído de forma a melhor simular os mercados diário e de reservas secundária e terciária. É dividido em várias secções para que se possam analisar as várias estratégias de licitação e os diferentes cenários de remuneração. Os resultados são apresentados e analisados.
- Capítulo 5: Conclusões e Trabalho Futuro resume o estudo e apresenta as principais conclusões da presente dissertação. Nesta secção são ainda apresentadas propostas de trabalho futuro para a evolução do trabalho desenvolvido.

2 Revisão Bibliográfica

2.1 Sistema Elétrico Nacional (SEN)

Até muito recentemente, os governos da maior parte dos países consideravam o seu sector elétrico um monopólio natural. No início do século XX apareceram as primeiras empresas regionais ao nível de geração em Portugal, que coabitavam com várias empresas de distribuição municipal sem qualquer política de legislação. O sector elétrico conheceu uma profunda reforma estrutural a nível mundial, com especial importância a partir de 1990. Esta reforma consistiu na liberalização dos segmentos potencialmente competitivos e na regulação dos segmentos considerados como monopólios naturais [8].

O processo de liberalização dos sectores energéticos de muitos países europeus foi feito de forma faseada, onde os clientes de maiores consumos foram incluídos primeiro. Em Portugal o processo foi semelhante, a abertura do mercado foi efetuada de forma progressiva entre 1995 e 2006. A partir de 4 de Setembro de 2006 todos os consumidores em Portugal Continental passaram a poder escolher o seu fornecedor de energia elétrica [9].

Após a profunda reestruturação efetuada em 1995, ficou estabelecido no SEN uma coexistência de um Mercado Liberalizado (ML) e um Mercado Regulado (MR). Sendo este último regulado por uma entidade administrativa independente denominada Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE).

Concluída a liberalização, a produção e a comercialização de eletricidade estão abertas à concorrência e sujeitas à obtenção de licenças adequadas com o objetivo de introduzir maior eficiência na gestão e exploração dos recursos. O modelo atual, elucidado na Figura 2.1, estabelece um SEN integrado, em que as atividades de produção e

comercialização são exercidas num regime de livre concorrência mediante a atribuição de licenças e as atividades de transporte e de distribuição são exercidas mediante a atribuição de concessões de serviço público [10].



Figura 2.1 - Atual modelo estrutural do SEN (Adaptada) [10]

O atual modelo organizacional do SEN é decomposto em produção, transporte, distribuição e comercialização. Estas atividades são desenvolvidas de forma independente, a que acresce a operação pela REN dos mercados organizados de eletricidade para garantir o equilíbrio entre a produção e o consumo de eletricidade.

A produção de eletricidade encontra-se totalmente liberalizada funcionando em mercado livre de concorrência e encontra-se dividida em dois regimes legais: Produção em Regime Ordinário (PRO) e Produção em Regime Especial (PRE). A primeira consiste na produção de energia elétrica através de fontes não renováveis e de grandes centros electroprodutores hídricos. A PRE diz respeito à produção elétrica a partir de cogeração e de fontes renováveis [9].

A atividade de transporte de eletricidade em muito alta tensão (MAT) é efetuada pela Rede Nacional de Transporte (RNT). A concessão da exploração da RNT foi atribuída à Rede Elétrica Nacional (REN) pelo Estado Português em regime de serviço público e de exclusividade. A REN exerce a função de Operador de Sistema e pode relacionar-se com os utilizadores das rede [9].

A concessão da distribuição é exclusiva da EDP Distribuição e é feita através da Rede Nacional de Distribuição (RND). Esta última consiste na rede de Alta Tensão/Média Tensão e ainda nas redes municipais de distribuição em Baixa Tensão [9]. O sector da distribuição tem como principais funções a gerir o fluxo de energia na rede de distribuição e assegurar a manutenção dos níveis de segurança, fiabilidade e qualidade de serviço [11].

A comercialização de eletricidade é exercida em regime livre de concorrência mediante a atribuição de uma licença. A liberalização deste sector permite aos comercializadores a compra e a venda de eletricidade livremente, tendo que pagar tarifas regulatórias estabelecidas pela ERSE para poderem aceder às redes de transmissão e distribuição [9]. Os consumidores em Portugal são livres de escolher o seu comercializador sem qualquer custo acrescentado. Para proteção do consumidor, este pode ser o comercializador de último recurso (CUR), isto é, uma entidade regulada que tem como objetivo adquirir energia ao menor custo para garantir o fornecimento de eletricidade aos consumidores em condições de adequada qualidade e continuidade de serviço, sendo remunerado por um regime de tarifas reguladas. O papel de CUR é desempenhado pela EDP Serviço Universal, enquanto que o papel de comercializador livre está a cargo de empresas como a EDP Comercial, a Endesa, a Iberdola Generación, entre outras [11], [12].

2.2 Mercado Ibérico de Eletricidade (MIBEL)

2.2.1 Aspetos gerais

Com a crescente internacionalização dos mercados e o aumento da competitividade da economia Europeia, tornou-se cada vez mais necessário o alargamento dos mercados regionais para um mercado europeu integrado de energia elétrica [13]. O MIBEL é o resultado do esforço conjunto entre Portugal e Espanha com o intuito de promover a integração dos sistemas elétricos dos dois países. Esta cooperação correspondeu a mais um passo para um mercado unificado europeu. O MIBEL foi o segundo mercado regional a ser criado, sendo os pioneiros os países nórdicos com o *Nord pool* [6].

A concretização do MIBEL tornou possível a aquisição de energia elétrica num regime de livre concorrência por qualquer consumidor [14]. Em termos de objetivos principais, o MIBEL visa [12]:

- Beneficiar os consumidores de eletricidade dos dois países através da integração dos seus sistemas elétricos;
- Estruturar o funcionamento do mercado com base nos princípios de transparência, livre concorrência, objetividade, liquidez, autofinanciamento e auto-organização;
- Favorecer o desenvolvimento do mercado de eletricidade de ambos os países com a existência de uma única metodologia integrada de definição de preços para toda a península ibérica;
- Permitir a todos os participantes o livre acesso ao mercado, em condições de igualdade de direitos e obrigações, transparência e objetividade;
- Proporcionar a eficiência económica das empresas do setor elétrico, promovendo a concorrência livre entre as mesmas.

2.2.2 Organização e Funcionamento

O modelo do de funcionamento do MIBEL assenta num modelo misto, na medida em que integra um mercado em *pool* simétrico e voluntário em conjunto com um mercado de contratação bilateral [15]. Estes modelos de mercado irão ser explicados com mais detalhe no capítulo Modelos de Mercado no MIBEL. Deste modo, as negociações de energia são efetuadas num mercado comum e em regime livre, ou seja, todos os agentes podem licitar no mesmo mercado independentemente de se encontrarem em Portugal ou em Espanha. Esta bolsa ibérica assenta em dois polos, o Operador de Mercado Ibérico Português (OMIP) e o Operador de Mercado Ibérico Espanhol (OMIE) [6].

O OMIE é responsável pelo mercado de contratação à vista ou mercado *spot*, onde se realiza a compra e venda de eletricidade para o dia seguinte (diário) ou para as horas seguintes (intradiário) e ainda pelos mercados de serviços de sistema. O OMIP é a entidade gestora do mercado a prazo, onde a negociação é feita com horizontes de semanas. Os mercados de serviços de sistema são geridos pelo Gestor Global de Sistema (GGS) de cada país, sendo a REN em Portugal e a REE (Red Eléctrica de España) em Espanha [6].

Os dois pólos fazem parte dos Mercados Organizados (MO), mas a negociação de energia pode ser ainda feita nos Mercados Não Organizados através de celebrações de contratos Bilaterais [15], onde os participantes assinam contratos de transação de energia elétrica sem o envolvimento de terceiros [16].

Como se pode observar na Figura 2.2, no MIBEL a negociação de energia elétrica pode-se efetuar nos seguintes mercados: mercado de contratação à vista ou *spot*, que engloba os mercados diário e intradiário, mercado de contratação a prazo, mercado livre de contratação bilateral e mercado de serviços de sistema.

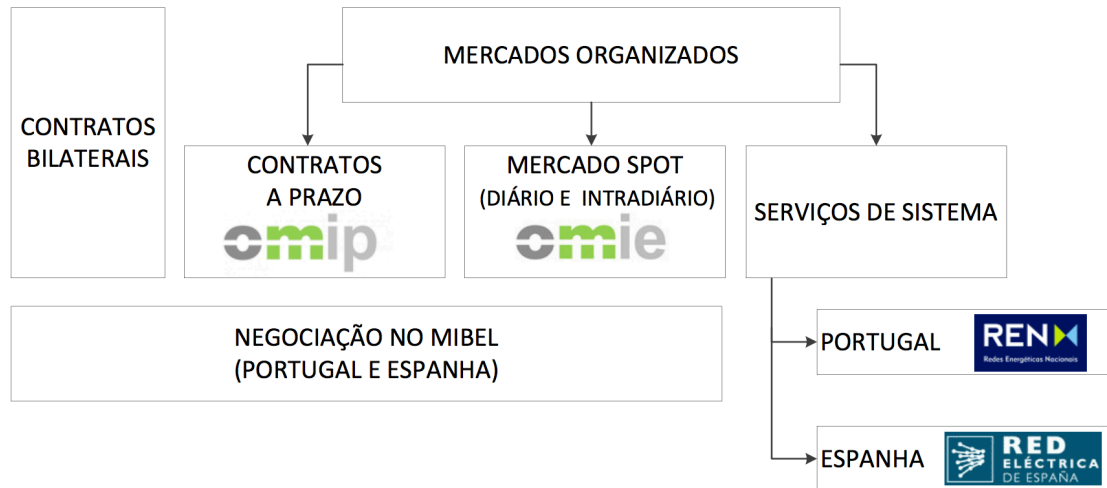


Figura 2.2 – Estrutura de negociação de energia no MIBEL [6]

2.3 Modelos de Mercado no MIBEL

2.3.1 Mercado de contratação à vista ou *spot*

Como já foi referido anteriormente, o mercado de contratação à vista ou *spot* é a plataforma de transação de energia elétrica para o dia seguinte, gerida pelo OMIE que engloba o mercado diário e intradiário.

Mercado Diário

O mercado diário ou *day-ahead market* consiste na plataforma online onde se negocia a transação de energia elétrica para as vinte e quatro horas do dia seguinte segundo o horário legal de Espanha [17]. Os vendedores no mercado de produção de energia elétrica assinam um contrato que os compele a aderir às regras de funcionamento do mercado. Têm obrigação de apresentar ofertas no mercado diário todas as unidades de produção disponíveis que não estejam vinculadas a um contrato bilateral físico. Os agentes

compradores de energia elétrica são os comercializadores, comercializadores de último recurso, consumidores e agentes externos registados como compradores. Os compradores, à semelhança dos vendedores, podem apresentar ofertas de aquisição de energia elétrica no mercado desde que adiram às regras de funcionamento do mesmo [18].

O mercado diário funciona através do cruzamento de ofertas, de venda e compra, onde cada agente registado anuncia o dia e a hora a que se reporta, segundo o horário legal espanhol, e o preço e quantidade de energia correspondentes [12]. O preço segue um modelo de “preço marginal único”, que é determinado através da interseção da curva da oferta e da procura. Isto significa que as ofertas de venda (curva de oferta) são ordenadas de forma crescente e as ofertas de compra (curva da procura) são ordenadas por forma decrescente para a mesma hora. Cada unidade de produção pode apresentar no máximo 25 blocos de oferta para cada hora de programação. O preço de mercado é definido pelo menor dos preços que garante que a oferta satisfaz a procura (graficamente corresponde à intersecção das curvas que se encontra ilustrada na Figura 2.3) [19]. Deste modo, todos os produtores com ofertas de venda casadas irão receber este preço único pelos seus blocos de energia vendidos e todos os comprados com ofertas de compra casadas irão pagar por esses blocos o mesmo preço único de mercado. A Figura 2.4 representa as curvas reais de oferta e procura do dia 15/02/2018 da hora 9 [20].

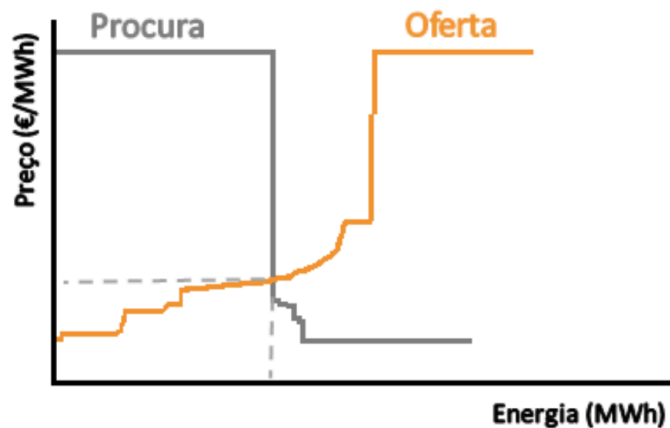


Figura 2.3 – Curvas de oferta e procura para a definição de um preço marginal único [19]

Segundo a informação disponibilizada pela OMIE “todos os dias são recebidas ofertas de compra e venda de energia para o dia seguinte até as 12:00 da manhã, hora de fecho da receção das ofertas. De seguida estas ofertas são processadas em conjunto com os operadores no mercado juntamente MRC (*Market Coupling of Regions*), utilizando um

algoritmo europeu denominado EUPHEMIA. A partir daí, o OMIE comunica publicamente os preços e a energia que será produzida e comprada em cada uma das horas do dia seguinte no mercado Ibérico” [17].

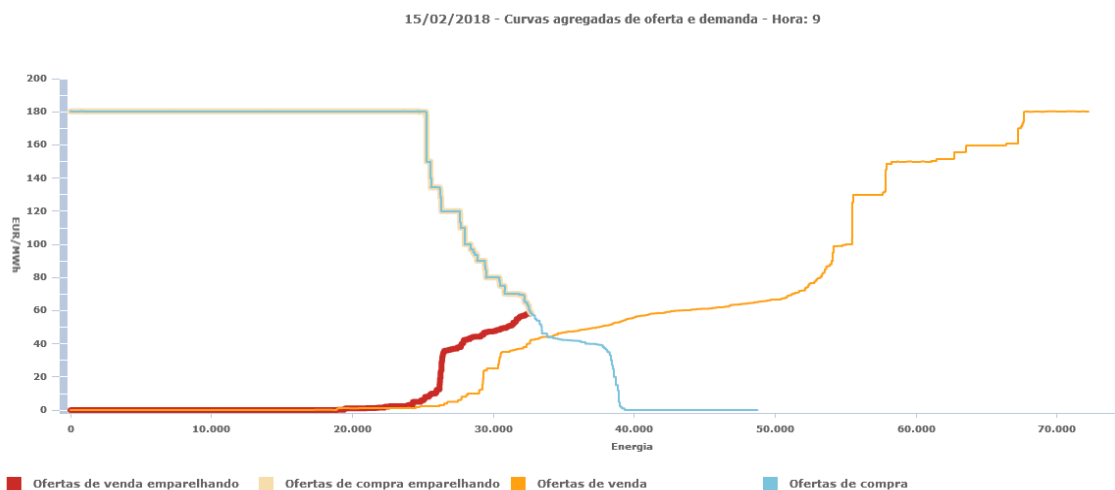


Figura 2.4 – Curvas agregadas da oferta e procura do dia 15/02/2018, hora 9 [20]

As ofertas económicas de venda apresentadas ao operador de mercado podem ser simples ou complexas dependendo do seu conteúdo. As ofertas simples são aquelas que são apresentadas pelos vendedores para cada período horário e unidade de produção com expressão de um preço e de uma quantidade de energia que lhes pertence (expressadas em €/MWh e MWh respetivamente). Por sua vez, as ofertas complexas são aquelas que necessitam de atender a restrições técnicas ou económicas das instalações [21].

Atendendo que o mercado de energia elétrica é partilhado por Portugal e Espanha, torna-se necessário verificar atempadamente se os fluxos transfronteiriços de energia (quer sejam resultantes do fecho do mercado *spot* ou da celebração de contratos bilaterais físicos) não excedem a capacidade de interligação comercialmente disponível. Sempre que tal acontece, separam-se as duas áreas de mercado correspondentes a Portugal e Espanha e determinam-se preços marginais específicos para cada uma das áreas. Este mecanismo evita congestionamentos para o horizonte diário e é designado como *market splitting* ou separação de mercados [19]. Na Figura 2.5 pode-se observar que este mecanismo de separação de mercados foi posto em ação nas horas de programação 1, 2, 3, 4, 5 e 6 do dia 15/02/2018, pois neste período existe um preço marginal diferente para o sistema espanhol e para o sistema português.

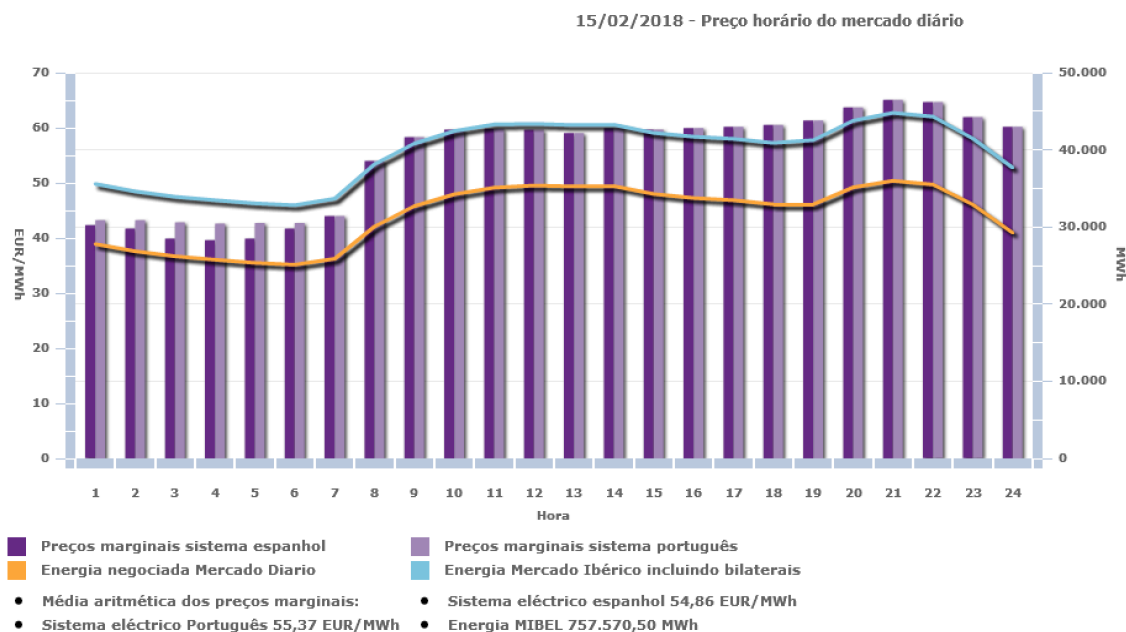


Figura 2.5 – Preço horário do mercado diário português e espanhol e quantidade de energia elétrica transacionada no MIBEL para o dia 15/02/2018 [20]

Após o fecho do mercado diário e o processo de restrições técnicas, iniciam-se os mercados de ajustamentos, designados por mercados intradiários. Estes permitem que os agentes de mercado realizem ofertas de compra e venda de eletricidade para ajustar os seus programas de produção e consumo às suas previsões mais atualizadas [17].

Mercado Intradiário

O mercado intradiário do MIBEL surge como uma plataforma complementar ao mercado diário, onde a entrega física de eletricidade é realizada no próprio dia, de maneira a ajustar as quantidades transacionadas no mercado diário [19].

Os agentes autorizados a participar neste mercado são todos aqueles habilitados para apresentar ofertas de compra e venda de energia elétrica no mercado diário e que tivessem participado na sessão do mercado diário correspondente ou exercido um contrato bilateral físico para esse horário de programação. Porém, existe uma exceção para os produtores que tenham estado indisponíveis para participar no mercado diário, mas que tenham regressado à disponibilidade de produção durante o mercado intradiário. À semelhança do mercado diário, as ofertas podem ser consideradas simples ou complexas motivadas pelo seu conteúdo [22].

Tal como é ilustrado na Figura 2.6, este mercado compreende seis sessões de negociação para diferentes horizontes da programação diária (horário espanhol), onde a determinação do preço e da quantidade de energia transacionada estão sujeitas às regras de mercado [19]:

- A primeira sessão inicia-se às 17:00h, encerra às 18.45h e determina o preço para as últimas quatro horas do próprio dia (20:00h – 24:00h do dia D-1) e para as vinte e quatro horas do dia seguinte ao da negociação (dia D);
- A segunda sessão inicia-se às 21:00h, encerra às 21:45h e determina o preço para as vinte e quatro horas do dia seguinte ao de negociação (dia D);
- A terceira sessão inicia-se à 1:00h, encerra à 1:45h e determina o preço para as vinte horas do dia seguinte ao de negociação (5:00h – 24:00h do dia D);
- A quarta sessão inicia-se às 4:00h, encerra às 4:45h e determina o preço para as dezassete horas do dia seguinte ao de negociação (8:00h – 24:00h do dia D);
- A quinta sessão inicia-se às 8:00h, encerra às 8:45h e determina o preço para as treze horas do dia seguinte ao de negociação (12:00h – 24:00h do dia D);
- A sexta sessão inicia-se às 12:00h, encerra às 12:45h e determina o preço para as nove horas do dia seguinte ao de negociação (16:00h – 24:00h do dia D);



Figura 2.6 - Sessões do Mercado Intradiário segundo o horário legal espanhol [12]

A Figura 2.6 é complementada pela informação apresentada na tabela da Figura 2.7, disponibilizada pelo OMIE.

	SESSÃO 1º	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 2.7 - Horários para cada sessão do Mercado Intradiário segundo o horário legal

Uma vez terminada cada sessão do mercado intradiário, o operador de sistema faz uma gestão técnica em tempo real para garantir o equilíbrio entre a produção e o consumo de energia elétrica.

2.3.2 Mercado a Prazo

O mercado a prazo é um mercado organizado que oferece meios de gestão de risco sob a forma de derivados. A sua gestão é garantida pelo OMIP conjuntamente com a OMIClear, sociedade constituída e detida totalmente pelo OMIP, a qual assegura as funções de Câmara de Compensação e Contraparte Central das operações realizadas no mercado [23].

Este mercado permite aos agentes participantes negociarem contratos de compra e venda de energia elétrica para uma determinada maturidade no futuro (semana, mês, trimestre e ano) de acordo com regras específicas e onde o preço é definido pelo preço de fecho do mercado. Os métodos transacionados no OMIP variam com as necessidades de gestão de risco e de troca de energia elétrica pelos diferentes agentes [24].

Em suma, segundo a ERSE, o mercado de contratação a prazo “é onde se estabelecem compromissos a futuro de produção e de compra de eletricidade. Este mercado pode efetuar liquidação física (entrega de energia) ou liquidação financeira (compensação dos valores monetários subjacentes à negociação)” [25]

Atualmente, o OMIP disponibiliza os seguintes métodos de contratação [24]:

- Contratos Futuro – contratos de venda e compra de energia elétrica para um determinado intervalo de tempo, onde o comprador se compromete a adquirir eletricidade no período de entrega e o vendedor se compromete a colocar

essa eletricidade um preço e data fixado no contrato. Este contrato tem liquidações diárias (margens) entre o preço de transação e a cotação do mercado (a futuro) de cada dia. Os agentes de mercado não se relacionam diretamente entre si, sendo responsabilidade da Câmara de Compensação a supervisão do contrato e a liquidação das margens diárias;

- Contratos *Forward* – contratos de venda e compra semelhantes aos contratos futuros, mas onde não se verificam liquidações das margens feitas durante o período de negociação. Aqui, a margem é liquidada integralmente nos dias da entrega física ou financeira;
- Contratos *Swap* – são contratos onde se troca uma posição de preço variável por uma posição de preço fixo, ou vice-versa, dependendo do sentido da troca. Este tipo de contratos destina-se a gerir o risco financeiro, na medida em que não existe entrega do produto subjacente, mas apenas a liquidação das margens correspondentes.

No OMIP os contratos Futuro são os mais utilizados e dividem-se em dois tipos de produto: Produto Base ou *Baseload* e produto Pico ou *Peakload*. O Produto Base oferece a mesma quantidade de energia para todas as horas de um determinado período, enquanto que o Produto Pico oferece a mesma quantidade de energia para as dezasseis horas de pico dos dias úteis constantes de um dado período [24].

A negociação no mercado a prazo pode ser feita em contínuo, onde a mesma é celebrada dentro do horário definido do Regulamento de Negociação, ou pode ser feita em leilão, onde se realizam sessões específicas de leilão nas primeiras quartas-feiras de cada mês, existindo obrigações de compra para os comercializadores de último recurso ibéricos [24].

Os agentes autorizados a participar no mercado são os produtores em regime ordinário, os intermediários financeiros que disponham de capacidade e competência de negociação, bem como de recursos suficientes para exercer as funções a que estão sujeitos, os comercializadores e outros agentes do sector elétrico [24].

2.3.3 Mercado Não Organizado de Contratação Bilateral

A contratação bilateral envolve apenas dois partidos: um comprador e um vendedor. Os participantes celebram contratos sem o envolvimento ou interferência de terceiros. Os compradores e vendedores irão recorrer a diferentes tipos de negociações bilaterais consoante o tempo disponível e a quantidade de energia elétrica que se deseja transacionar [16].

O mercado não organizado de contratação bilateral é um dos principais pilares do MIBEL, onde são permitidos contratos entre todo o tipo de produtores e agentes qualificados. Os participantes negociam entre si os preços e os respetivos volumes energéticos, termos e condições [6]. A principal característica deste tipo de mercados é o facto de não existir um “preço oficial”, na medida em que o preço de cada transação é determinado independentemente pelos partidos envolvidos [16]. Isto permite salvaguardar os compradores e vendedores das oscilações rápidas do preço de energia elétrica no mercado *spot*. No entanto, o Operador de Sistema deve apenas assegurar a viabilidade técnica do conjunto de contratos efetivados em simultâneo na rede elétrica para que as quantidades transacionadas não excedam os limites físicos do sistema e coloquem em perigo a segurança do mesmo [11].

2.3.4 Mercados de Serviços de Sistema

Os Sistemas de Energia Elétrica em corrente alternada funcionam com frequência e tensão constantes. Estas grandezas têm de ser reguladas, já que a sua constância é essencial para a manutenção da qualidade de energia elétrica. Dado que não existe a possibilidade de armazenar energia elétrica, o equilíbrio entre geração e consumo tem de ser mantido continuamente através de sistemas de controlo em cadeia fechada [26].

Sabendo que os agentes de mercado transacionam energia elétrica com base em previsões e históricos de consumo, conclui-se que o consumo é uma variável difícil de prever. Com o decorrer da operação da rede elétrica irão existir necessariamente diferenças entre o consumo real e a produção contratada [6]. Deste modo, os serviços de sistema são serviços complementares necessários para assegurar a exploração do sistema elétrico com adequados níveis de qualidade, fiabilidade e segurança.

Do conjunto de serviços de sistema, os mais importantes são os associados à regulação de frequência-potência ativa, de tensão-potência reativa e *blackstart*. A regulação de frequência está intimamente relacionada com a manutenção do equilíbrio entre produção e consumo de potência ativa, enquanto que a regulação de tensão depende fortemente dos trânsitos de energia reativa na rede. O *blackstart* consiste na disponibilização de capacidades para realimentar e restabelecer o serviço na rede elétrica após a ocorrência de um colapso total ou parcial da mesma (*blackout*) [26], [27].

A frequência deve ser mantida dentro de uma gama muito estreita, tipicamente $\pm 0,1\%$ do valor nominal – 50 Hz na Europa e 60 Hz nos EUA e no Brasil. Note-se que, estando interligadas as redes de praticamente todos os países europeus, a frequência assume o carácter de uma grandeza de natureza global, em que a sua regulação passa a ser

uma tarefa conjunta de todos os operadores de sistema. As exigências da regulação de tensão não são tão rígidas, sendo normalmente aceite uma banda de variação de $\pm 0,5\%$ do valor nominal [26].

No MIBEL, os serviços de sistema são geridos separadamente pelo Gestor de Serviço de cada país, a REN em Portugal e a REE em Espanha. Estas duas entidades são responsáveis pela definição de necessidade destes serviços pela sua aquisição [28].

2.3.4.1 Reservas para a Regulação de Frequência-Potência

Tal como já foi referido, a frequência está intimamente relacionada com o equilíbrio das potências ativas gerada e consumida. Este equilíbrio tem de ser mantido constantemente, visto que não existe possibilidade de armazenar energia elétrica.

“Sendo a carga variável ao longo do dia e o do ano, de acordo com um diagrama previsível, o operador de sistema tem de decidir antecipadamente quais os meios de produção que vai utilizar para a satisfazer e promover a sua ligação à rede nos momentos em que são necessários” [26].

Com base no despacho económico, a cada grupo é atribuído um valor de potência a gerar. Num cenário idílico, a potência gerada igualaria a cada instante a carga. No entanto, este cenário é extremamente improvável, na medida em que a rede sofre continuamente flutuações para além da variação previsível. Numa situação em que o consumo supere a produção, a frequência do sistema tende a descer, no inverso a frequência tende a subir. De forma a manter a frequência no seu valor nominal (50 Hz na Europa), os geradores são chamados a variar automaticamente a sua potência [26]. Esta tarefa é de extrema importância para o bom funcionamento e segurança da rede elétrica e é conseguida através dos serviços de regulação frequência-potência.

Os serviços de regulação são de carácter obrigatório, não remunerado e impostos pela ENTSO-E (*European Network of Transmission System Operators for Electricity*). O gestor de serviço (REN em Portugal) tem como responsabilidade a garantia dos valores de reserva de potência para estes serviços de acordo com os valores estabelecidos pela ENTSO-E e em conformidade com a legislação portuguesa [27].

Para garantir a estabilidade do sistema a todo o instante:

$$\sum R_s - \sum R_b = \sum D_d - \sum D_e \quad (2.1)$$

Onde:

R_s – Regulação a subir [MWh]

R_b – Regulação a baixar [MWh]

D_d – Desvio por defeito [MWh]

D_e – Desvio por excesso [MWh]

Os desvios por defeito são a consequência de consumos superiores ou produções inferiores ao programado. Por outro lado, os desvios por excesso são o resultado de consumos inferiores ou produções superiores ao programado.

A reserva de regulação a subir disponível é definida como a diferença entre o limite técnico superior de produção da unidade física e o valor da potência contratada nos mercados organizados. Pode ser vista como uma compra da parte do Gestor Global de Sistema. Por outro lado, a reserva de regulação a descer disponível caracteriza-se pela diferença entre o limite técnico inferior da unidade física e a potência contratada nos mercados organizados. Ao contrário da regulação a subir, esta pode ser vista como uma venda pelo Gestor Global de Sistema [29].

Segundo a ENTSO-E, no seu “Continental Europe Operation Handbook” [30] as tarefas de regulação são realizadas em diferentes etapas sucessivas interdependentes, onde cada uma tem características e qualidades distintas. Dependendo do seu tempo de ativação estabelecem-se três níveis de reserva: Reserva Primária, Reserva Secundária e Reserva Terciária. As reservas encontram-se disponíveis tanto na regulação a subir como na regulação a baixar. Estas etapas encontram-se representadas no esquema da Figura 2.8.

Quando existe uma perturbação na rede ou desequilíbrio entre a geração e o consumo que provoque o desvio da frequência, a primeira reserva a ser ativada é a Reserva Primária, que corresponde à resposta automática das unidades de produção que limita o desvio de frequência em poucos segundos. No entanto, esta reserva normalmente não é suficiente para restaurar a frequência ao seu valor nominal [30].

Até 30 segundos após o incidente e depois da ação da reserva primária, é automaticamente ativada a reserva secundária para repor o valor nominal da frequência da rede em minutos e para libertar a reserva primária para futuras ativações necessárias. A ação desta reserva pode durar até quinze minutos e é da responsabilidade do TSO (*Transmission System Operator*).

Por fim, se existir necessidade de complementação da ação da reserva secundária após grandes incidentes, a reserva terciária é ativada para restaurar a frequência do sistema e para repor os níveis pré-estabelecidos da reserva secundária. Esta ativação é da responsabilidade do TSO e permite aos gestores de sistema resolver os desvios de frequência-potência ativa no longo prazo.

Ainda na Figura 2.8, pode-se observar a ação do Controlo de Tempo. Este consiste na alteração do valor programado de frequência para compensar e corrigir desvios na hora síncrona. Esta correção é alcançada alterando o valor da frequência programada do sistema para um valor superior ou inferior ao da frequência nominal.

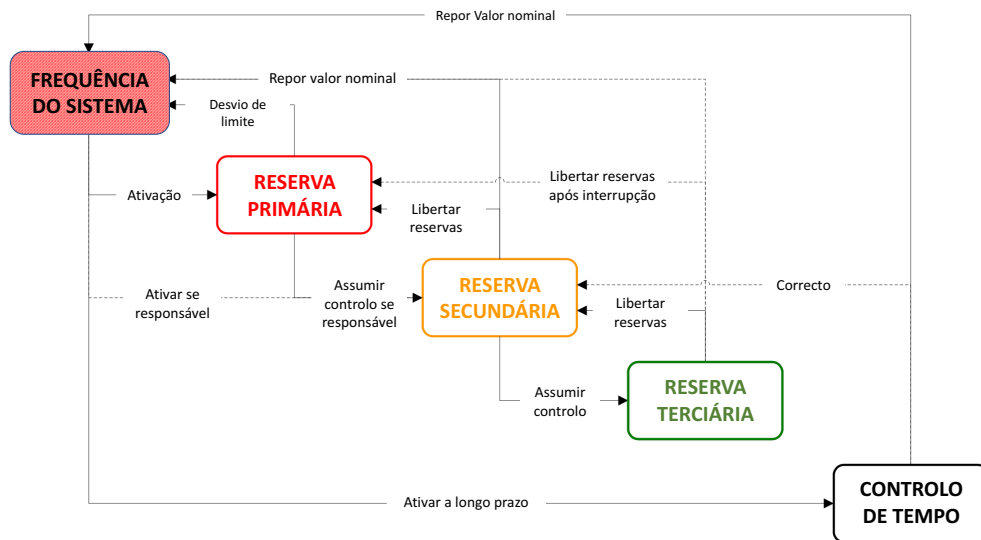


Figura 2.8 – Esquema de ativação do controlo de frequência da rede [30] (Adaptada)

O gráfico genérico da Figura 2.9 representa as ativações das diferentes reservas mediante um desvio de frequência na rede. Analisando o gráfico, pode-se observar a vermelho a ativação da reserva primária assim que ocorre a perturbação. Seguidamente, a amarelo, observa-se a ativação da reserva secundária que elimina o desvio e repõe a frequência ao valor nominal. Por último, observam-se os dois tipos de ativação da reserva terciária: ativação automática e ativação manual. A ativação automática, representada a azul, ocorre quando é necessário complementar a ação da reserva secundária na reposição da frequência da rede. A ativação manual, representada a verde, ocorre quando existe a necessidade de repor os valores da reserva secundária após a correção da frequência do sistema.

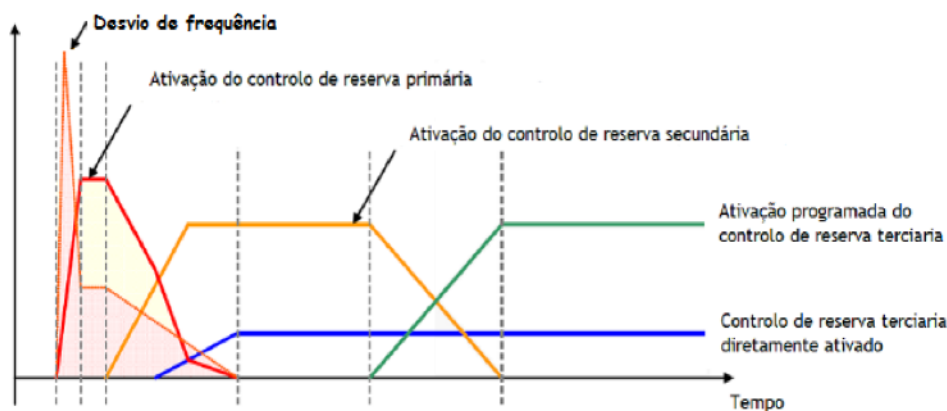


Figura 2.9 - Ativação das reservas de regulação após perturbação na rede [30]

Reserva Primária

A regulação primária é um serviço de sistema que visa a correção automática dos desequilíbrios instantâneos entre a geração e o consumo. Este controlo é assegurado pelos reguladores de velocidade das turbinas de cada gerador [26].

Na Figura 2.10, está representado o sistema de regulação de velocidade de um gerador isolado alimentado por uma carga local. A velocidade de rotação do grupo é medida pelo regulador, que a compara com o valor de referência e atua sobre a válvula de admissão de fluido à máquina de acionamento. Esta última ação permite variar a respetiva potência mecânica e, por consequência, a potência ativa do gerador.

Em Portugal, o serviço de regulação primária é um serviço não remunerado, sendo obrigatório para todos os produtores vinculados e não vinculados com potência aparente instalada superior a 10 MVA. O gestor de sistema tem a responsabilidade de definir a margem de potência que as unidades produtoras devem dispor para colocar rapidamente na rede em caso de necessidade. Esta margem é determinada consoante as datas e os critérios de regulação do sistema de interligação europeu estabelecidos pela ENTSO-E [27]. Estes critérios ditam que uma perda súbita de 3000 MW de geração, em situação não perturbada, deve ser compensada unicamente mediante a ação da regulação primária [28].

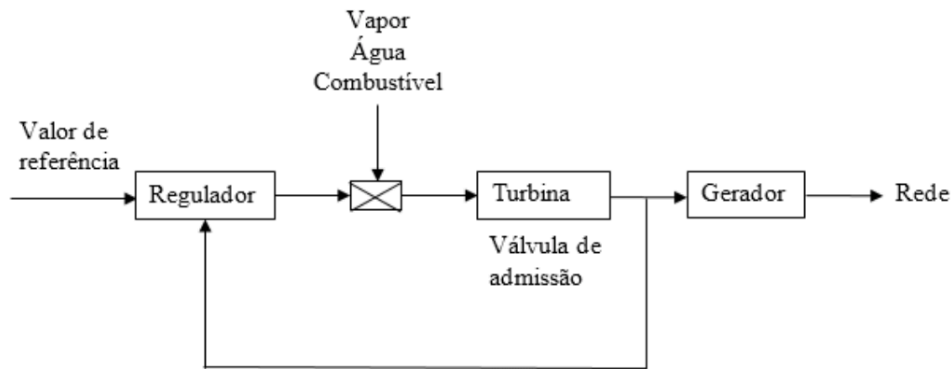


Figura 2.10 - Diagrama do sistema de regulação de velocidade de um gerador [26]

O valor de reserva primária definido pela ENTSO-E é repartido pelos sistemas interligados europeus segundo um coeficiente de partilha. Este coeficiente é estabelecido anualmente para cada um dos sistemas nacionais de modo a que repartição seja proporcional à geração de cada um. Assim, a reserva de regulação primária exigida (RP), num ano em concreto, é determinada pela seguinte expressão [28]:

$$RP = \frac{E}{E_T} \times RP_T \text{ [MW]} \quad (2.2)$$

Onde,

- E é a energia produzida no ano anterior pelo sistema nacional (incluindo as exportações e a energia produzida de acordo com os programas pelos grupos em participação);
- E_T é a energia total produzida no ano anterior pelo conjunto dos sistemas que compõem o sistema síncrono interligado europeu;
- RP_T é a reserva mínima de regulação primária estabelecida para o conjunto do sistema interligado europeu.

Para o conjunto do sistema interligado europeu, a RP_T deve ser ativada na sua totalidade perante desvios quase-estacionários de frequências iguais ou superiores a 200 mHz.

Segundo a ERSE, a reserva de regulação primária deve ser ativada nos seguintes intervalos:

- Antes de 15 segundos para perturbações inferiores a 1500 MW;

- Entre 15 a 30 segundos para perturbações compreendidas entre 1500 MW e 3000 MW, sendo os valores de potência indicados referidos à rede síncrona.

Reserva Secundária

A reserva secundária é um serviço obrigatório e remunerado para os produtores vinculados. Para os produtores não vinculados, o serviço é voluntário e só será fornecido se existir um acordo para o efeito através da celebração de contratos bilaterais [27]. Este serviço permite a manutenção da frequência dentro de uma determinada área (por exemplo um país) e o controlo dos intercâmbios de potências entre as redes interligadas [31].

Sendo um serviço obrigatório, as ofertas no mercado para esta regulação são mandatárias para todas as unidades físicas que se encontrem habilitadas e disponíveis para o seu fornecimento. Cada oferta deve indicar, por unidade física e para cada um dos períodos de programação do dia seguinte, a banda de regulação discriminada por sentido de regulação em MW e o seu respetivo preço unitário em €/MW.

Esta reserva é determinada para cada hora do dia pelo Gestor Global de Sistema, em função da evolução temporal previsível do consumo e da probabilidade de falha de grupos geradores. A ativação da reserva não deve demorar mais de 30 segundos e a sua atuação deverá estar concluída em 15 minutos [28].

A reserva secundária é assegurada através de [27]:

- Grupos em telerregulação, onde a regulação é feita por ação do regulador central automático sobre os grupos;
- Reserva girante, assegurada através de grupos que se encontram em serviço, mas não em telerregulação;
- Reserva rápida, constituída por grupos hídricos e térmicos que possam ser mobilizados num intervalo de tempo inferior a dez minutos.

Em Portugal, o controlo secundário é do tipo centralizado, na medida em que existe apenas um operador de rede que atua diretamente nas unidades físicas afetadas ao serviço de regulação secundário através do seu regulador automático [29].

Para participar na prestação deste serviço, as unidades físicas são obrigadas a obter a devida habilitação junto do GGS. Cabe a esta entidade aprovar todas as unidades físicas que demonstrem capacidade técnica e operativa para prestar este serviço nas condições requeridas [32].

A reserva mínima recomendada é determinada pela ENTSO-E em função da potência de consumo máxima prevista na respetiva zona e horário de programação [33]:

$$R = \sqrt{(a \times Lmax) + b^2} - b \quad (2.3)$$

Onde:

R – Valor da reserva secundária necessária [MW];

$Lmax$ – Pico máximo de consumo previsto [MW];

a – Coeficiente empírico com o valor de 10 MW;

b – Coeficiente empírico com o valor de 150 MW.

Os agentes de mercado são informados todos os dias antes das 13:00h pelo GGS acerca da reserva secundária necessária para cada período de programação do dia seguinte. A informação comunicada deve conter o valor da reserva de regulação a subir (aumento de potência injetada) e a baixar (diminuição da potência injetada), devendo ainda especificar o valor máximo e mínimo de banda de regulação da oferta (soma da reserva a subir e a baixar de uma oferta individual) [32].

A estratégia de licitação de reserva secundária em Portugal, está relacionada com as características técnicas dos agentes e, como tal, deve respeitar o rácio definido pelo GGS entre a reserva a subir e a reserva a descer:

$$BD = \frac{BS}{2} \quad (2.4)$$

Onde:

BD – Valor da banda a descer [MW];

BS – Valor da banda a subir [MW];

As ofertas, para cada período de programação e por unidade física habilitada e disponível, devem ser comunicadas entre as 18:00 horas e as 18:45. Após o encerramento deste período de receção de ofertas, o GGS contrata a banda de regulação secundária associada às ofertas que representem um menor encargo para o sistema. Se existirem várias ofertas com igual custo no fecho da assinatura de banda, o valor é repartido proporcionalmente pelas bandas oferecidas. Após aceitação das ofertas, o GGS comunica aos agentes de mercado [31]:

- O momento em que deve ocorrer o início da mobilização;
- O instante em que deve ser fornecida a potência contratada;

- A potência requerida por Área de balanço (conjunto de unidades de produção e bombagem pertencentes ao mesmo agente de mercado e que estão interligadas na mesma área da rede onde se agregam os desvios de produção) e por instalação;
- A Área de Balanço mobilizada e a repartição por instalação.

No caso de um incidente que provoque um desvio na frequência da rede que a reserva secundária não consiga corrigir, a reserva terciária é ativada rapidamente.

Reserva Terciária ou de Regulação

A reserva terciária é uma reserva adicional com despachos em tempo real que garante a cobertura do consumo e o funcionamento em segurança do sistema elétrico, perante incidências que provoquem desequilíbrios entre produção e consumo capazes de esgotar as reservas de regulação primária e secundária. Tal como a reserva secundária, é um serviço remunerado. Em adição à sua função principal, esta reserva pode ser usada como complemento à ação da reserva secundária, ajudando a repor a frequência no seu valor nominal no caso de existir um grave desequilíbrio no sistema [32]. Como já foi referido anteriormente, este controlo de regulação pode ser ativado automaticamente ou manualmente pelo TSO.

“A restituição dos níveis de reserva de regulação primária e secundária deve ser garantida, através da emissão de instruções de despacho, com uma antecedência que permita a sua execução, de acordo com os parâmetros dinâmicos dos grupos geradores a mobilizar” [32]. Para além de restituir os níveis de reserva primária e secundária, a reserva de regulação redistribui a potência injetada da mesma pelos grupos e altera a potência transitada nas interligações para uma utilização mais económica e viável da potência de regulação secundária [29].

Em suma, os principais objetivos da reserva terciária são:

1. Reposição da frequência ao seu valor nominal caso as reservas ativadas anteriormente não sejam suficientes;
2. Garantir a restituição dos níveis de reserva de regulação secundária no devido tempo;
3. Distribuir a utilização da potência de regulação secundária da forma mais viável do ponto de vista económico.

Para reposição da reserva secundária, o tempo máximo de atuação da reserva terciária é de 15 minutos. No entanto, pode durar mais tempo se for utilizada para otimizar a operação da rede do ponto de vista técnico e económico [32].

Tendo em conta a previsão de consumo para cada hora do dia, o GGS define a reserva de regulação mínima a subir consoante as necessidades através da Equação (2.5) [32].

$$RS_h = P_h + 2\% \times C_h + 10\% \times E_h \quad (2.5)$$

Onde:

RS_h – Reserva terciária mínima a subir na hora h [MW];

P_h – Perda de produção máxima associada a uma falha simples na hora h [MW];

C_h – Consumo previsto para hora h [MW];

E_h – Potência eólica prevista para a hora h [MW].

Por outro lado, a reserva de regulação mínima a baixar é definida pela Equação (2.6):

$$RB_h = PB_h + 2\% \times C_h + 10\% \times E_h \quad (2.6)$$

Onde:

RB_h – Reserva terciária mínima a baixar na hora h [MW];

PB_h – Perda de bombagem máxima associada a uma falha simples na hora h [MW];

C_h – Consumo previsto para hora h [MW];

E_h – Potência eólica prevista para a hora h [MW].

A reserva terciária é então um serviço de regulação remunerado, contratado em mercados específicos de âmbito nacional, em que todos os agentes com instalações de consumo ou produção têm de oferecer para cada dia e para cada período de programação, toda a oferta de regulação que tenham disponível a subir e a descer. É ainda obrigatório que estes agentes submetam as suas ofertas até às 20:00 horas do dia anterior a que respeitam. À semelhança das outras ofertas apresentadas neste capítulo, estas devem apresentar o valor da reserva de regulação disponível para subir e para baixar (por área de balanço) em MW e o seu respetivo valor em €/MWh [32].

Podem existir limitações de energia nas ofertas da reserva de regulação, num determinado horário, graças a limitações técnicas das unidades físicas. Deste modo, podem existir modificações nas ofertas ou até a anulação das mesmas para os horários subsequentes.

Os agentes de mercado podem então atualizar as duas ofertas de reserva de regulação após cada sessão do mercado intradiário. As ofertas poderão ser atualizadas pelos agentes sempre que as suas reservas forem alteradas por [32]:

- a) Participação nas várias sessões do mercado intradiário. Esta participação nas diferentes sessões do mercado de ajustes do OMIE conduz a uma modificação da reserva de regulação disponível;
- b) Indisponibilidades de uma instalação;
- c) Troca de produção entre Áreas de Balanço;
- d) Falta ou excesso de água nas albufeiras contíguas ou situações hidrológicas extremas em áreas de balanço com centrais hídricas.

Não podem ser apresentadas atualizações de ofertas de regulação se a razão da modificação não se encontrar mencionada acima. “As modificações das Ofertas de Reserva de Regulação deverão ser efetuadas após a publicação do PHF, Programa Horário Final, e até 50 minutos antes do início do período de programação afeto à respetiva sessão do mercado intradiário.” [32].

O Gestor Global de Sistema nacional irá mobilizar ou desmobilizar produção ou consumo consoante as ofertas dos agentes de mercado. Estes agentes irão ser remunerados pelo preço da última oferta mobilizada para subir ou para descer, seguindo a teoria de “preço marginal”. No entanto, só irão ser remunerados os agentes cujas instalações tenham sido mobilizadas total ou parcialmente. Os sobrecustos, provocados pela utilização da reserva, irão ser repartidos pelos agentes de mercado que se desviem do programa contratada.

2.4 Energia Eólica

A energia eólica é um tipo de energia renovável variável no tempo, que diz respeito à produção de energia elétrica a partir do vento. Aproveitar o vento é uma das maneiras mais limpas e sustentáveis de gerar energia elétrica. Esta tecnologia é uma alternativa muito viável aos combustíveis fósseis que ameaçam o nosso ambiente, pois a energia

eólica não produz emissões tóxicas e o vento ser um recurso inesgotável e competitivo em termos de custos [34].

2.4.1 Exploração de Energia Eólica

Vários países levaram a cabo iniciativas de promoção e desenvolvimento de energias renováveis, graças às alterações climáticas provocadas pela exploração de combustíveis fósseis. Como consequência, a exploração de energias renováveis aumentou exponencialmente ao longo dos anos, como se pode observar na Figura 2.11. Na mesma, pode-se constatar um crescimento acentuado em apenas quinze anos.

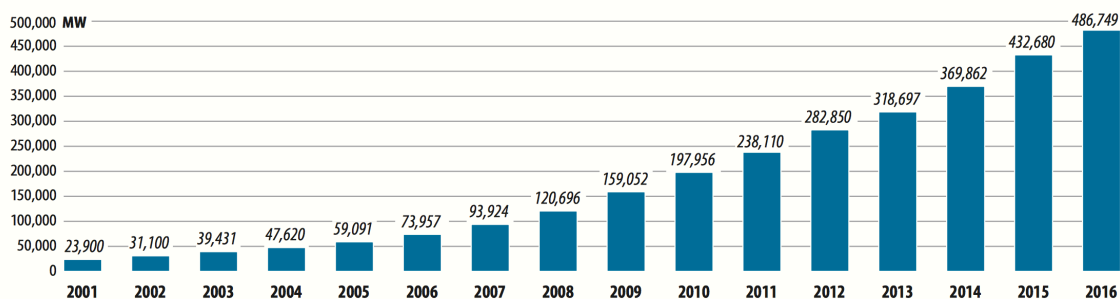


Figura 2.11 – Potência eólica instalada globalmente de 2001 a 2016 [35]

Atualmente, a Europa sozinha possui uma potência eólica instalada de 147,899 GW no final de 2016. Prevê-se que no final de 2020 este valor aumente para 230 GW, o que irá satisfazer cerca de 16% da procura de energia elétrica da Europa. O país com maior potência eólica instalada, no final de 2016, é a República Popular da China com 168,690 GW. A Figura 2.12 representa os 10 países com maior capacidade eólica mundialmente [35].

Constata-se que todos os anos foi atingido um recorde de instalação e utilização de energia eólica em todo o mundo. “O maior desafio agora é traduzir a atenção do investidor e os compromissos públicos em investimentos reais. Os investidores institucionais precisam de receber um enorme fluxo de negócios com investimentos, para entregar os projetos de infraestrutura verde de que precisamos e impulsionar nossa transição para uma economia verde” [36].

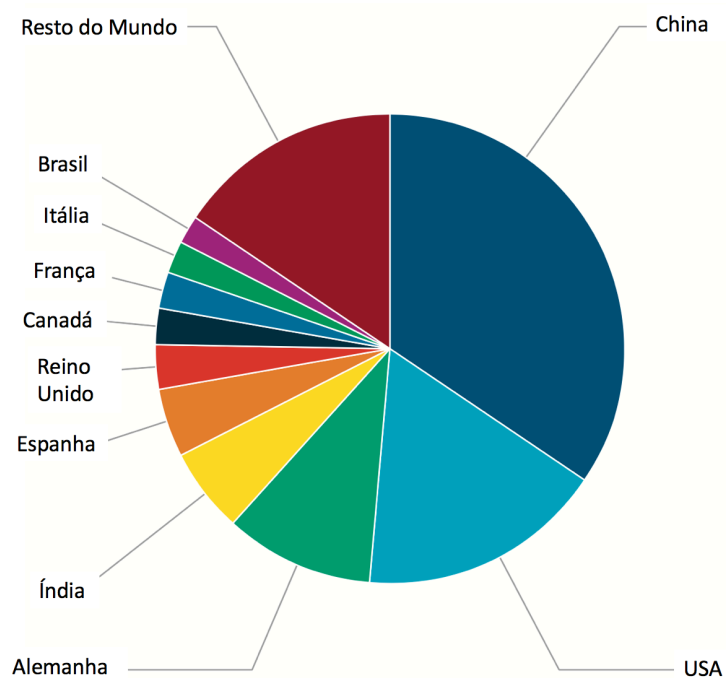


Figura 2.12 – Países com maior capacidade eólica instalada no final de 2016 [35]

2.4.2 Energia Eólica em Portugal

Tal como no resto do mundo, o consumo de energia elétrica em Portugal tem vindo a aumentar consideravelmente. Tradicionalmente, o país depende de recursos fósseis, mas não possui este tipo de combustíveis. Consequentemente, as energias renováveis vieram satisfazer este aumento de consumo e levaram a uma determinada independência energética de Portugal em relação ao estrangeiro.

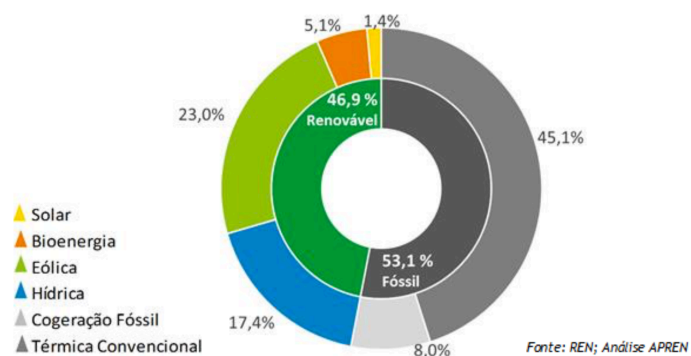


Figura 2.13 - Repartição das fontes de energia elétrica em Portugal em Junho de 2017 [2]

Atualmente, Portugal é um dos países líderes na geração de energia eólica na Europa. No final do primeiro semestre de 2017 a contribuição da produção de energia elétrica renovável foi de 46,9%, o que corresponde a 12,992 GWh. No mesmo período, como se observa na Figura 2.13, a eólica foi a tecnologia renovável que mais gerou energia elétrica, correspondendo a 23%, seguido da hídrica com 17,4% de representatividade [2].

O crescimento e desenvolvimento desta tecnologia em Portugal devem-se a fatores como [37]:

- A reestruturação do sector elétrico com a liberalizações e concorrência dos mercados de energia elétrica, onde acabou o monopólio detido pela EDP.
- A publicação de legislação específica com vista a promover o desenvolvimento das energias renováveis. Em 2001 foram estabelecidos tarifários de venda de energia, diferenciados por tecnologia e regime de exploração.
- Aprovação das “Diretivas das Renováveis”, exigindo que o Governo estipulasse metas ainda mais ambiciosas para a penetração de energias renováveis, nomeadamente a energia eólica.

No entanto, o grande investimento na energia eólica deve-se maioritariamente às tarifas *feed-in*. Esta tarifa corresponde a uma remuneração garantida aos produtores em regime especial, em que estes têm o direito de venda de toda ou grande parte da energia elétrica que produzem ao comercializador de último recurso (CUR). No caso de Portugal, este CUR é a EDP – Serviço Universal, S.A. Os custos associados a esta transação são refletidos nas tarifas pagas pelo consumidor final. “A metodologia de cálculo das tarifas, definidas no Regulamento Tarifário, devem promover de forma transparente a eficiência na afetação de recursos e a equidade e justiça das tarifas, sem esquecer a necessidade de manter o equilíbrio económico e financeiro das empresas reguladas, a qualidade do fornecimento de energia elétrica e a estabilidade da evolução tarifária” [38].

As condições de remuneração em regime especial sofreram profundas alterações desde a sua implementação em 1998 até aos dias de hoje. Segundo o Decreto-Lei nº 33-A/2005 a tarifa era garantida durante quinze anos de produção ou até a instalação atingir 33 GWh, que seria a capacidade máxima injetável na rede. Como já foi referido anteriormente, o Decreto-Lei nº 215-B/2012 veio reestruturar profundamente este regime remuneratório. A negociação de energia em regime especial passou a poder ser exercida ao abrigo do regime de remuneração geral. Desta forma, o regime de remuneração garantida ficou sujeito a atribuição de reserva de capacidade de injeção na Rede Elétrica de Serviço Público, onde só é atribuída mediante concurso de iniciativa pública.

Em 2013, o Decreto-Lei nº 35/2013 foi posto em vigor e determinou que quando o período de remuneração inicial garantida terminasse, os titulares das centrais eólicas têm a opção de investir num regime remuneratório alternativo durante um período adicional de cinco ou sete anos. Findo esse regime alternativo, os produtores têm a possibilidade de vender a sua energia elétrica em regime remuneratório geral.

Como não existe previsão de atribuição pelo Governo Português de nova potência eólica, e tendo em conta que existem centrais eólicas em fim de vida útil, é necessário adotar uma estratégia para assegurar a continuidade deste serviço. É estimado que em 2023, cerca de metade da potência instalada de energia eólica em Portugal irá perder a tarifa bonificada. Consequentemente, é urgente criar condições de incentivo que promovam iniciativas de extensão da vida útil das centrais ou de *Repowering* (substituição completa das turbinas por modelos novos e mais eficientes) dos ativos eólicos já existentes. [39].

Para além de produzir energia limpa, a tecnologia eólica impacta profundamente os preços e as características do mercado de energia elétrica [40]:

- Diminui o preço de mercado em função dos custos marginais reduzidos ou até mesmo nulos;
- Aumenta a variabilidade no preço de mercado, já que é uma geração de energia intermitente (ou variável);
- Diminui a capacidade de utilização de recursos convencionais.

A Figura 2.14 mostra como a produção de energia renovável influencia os preços de mercado. Nos meses onde existe uma maior produção deste tipo de energia, o preço desce consideravelmente.

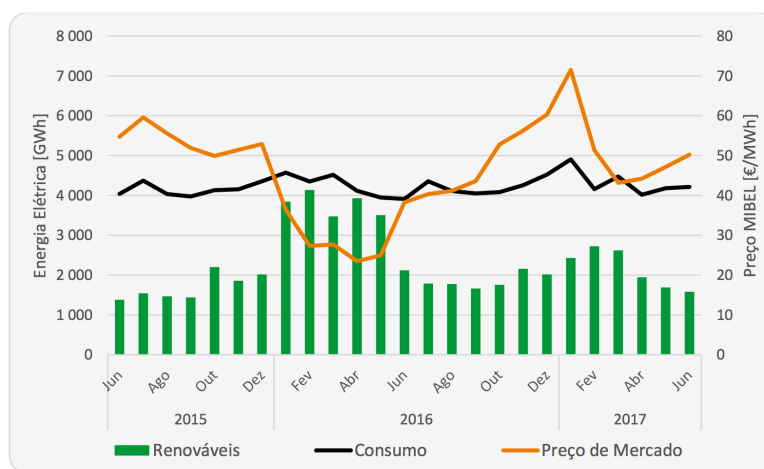


Figura 2.14 – Preço grossista da energia elétrica e produção renovável de Junho de 2015 a Junho de 2017 [2]

3 Sistemas Multi-Agente e Módulo MATREM

3.1 Sistemas Multi-Agente

A liberalização do mercado de energia elétrica (MEE) conduziu a um aumento da competitividade dos mesmos e imprevisibilidade comportamental dos participantes, graças aos seus diferentes interesses individuais [41]. Assim, os mercados de energia elétrica são uma realidade complexa em constante evolução, onde estão a emergir novos intervenientes, comportamentos e estratégias.

A crescente complexidade destes mercados impulsionou o desenvolvimento de soluções computacionais adaptadas a esta nova indústria competitiva. Os modelos tradicionais de computações são, muitas vezes, considerados pouco adequados aos MEE liberalizados [42].

Os sistemas multi-agente (SMA) são “redes de agentes computacionais que interagem entre si para resolver problemas que estão além das capacidades individuais de cada agente” [43]. Por outras palavras, são ideias para resolver problemas com vários intervenientes e onde existam múltiplos métodos para os resolver. Os agentes são sistemas de computação capazes de ter um comportamento autónomo e flexível para atingir os objetivos para que foram criados.

A fim de representar as características das entidades reais que participam nos MEE, os agentes possuem objetivos e características individuais que originam diferentes comportamentos e incentivam a cooperação na resolução de conflitos. Esta individualização dos agentes conduz a capacidades distintas de aprendizagem, perceções diferentes de comportamento de mercado e diferentes formas de decidir e atuar.

De forma a recriar a comunicação e interação entre as entidades reais e garantir uma negociação em prol de objetivos que satisfaçam os diversos participantes, os SMA recorrem a protocolos de interação social inspirados no comportamento humano [44].

Por fim, pode-se concluir que, conceptualmente, uma abordagem multi-agente é a mais adequada para modelar os mercados de energia elétrica liberalizados [40].

3.1.1 Plataforma computacional JADE

O *Java Agent Development Framework* (JADE) é uma plataforma computacional *open-source* (onde o código fonte é disponibilizado), desenvolvida com recurso à linguagem JAVA, que simplifica a implementação de sistemas multi-agentes. A plataforma está em conformidade com as especificações da FIPA (Foundation for Intelligent Physical Agents) [45].

A plataforma é atrativa para o desenvolvimento de agentes computacionais, pois assegura amovibilidade de agentes e permite a sua execução em diferentes máquinas e sistemas operativos. A sua configuração é controlada com recurso a uma interface gráfica [45].

O desenvolvimento de aplicações multi-agente também pode ser assegurado pelo JADE. Para garantir a sua interoperabilidade, os sistemas têm de comunicar e trocar informações sem conflitos, respeitando as especificações da FIPA [45]:

- Serviço de nomes: o nome de um agente é usado para indicar a sua localização;
- Serviço de páginas amarelas: a possibilidade de um agente procurar outros agentes através do serviço que disponibiliza;
- Aspectos extra-agente: todos os aspetos extras (que não fazem parte do agente) e independentes das aplicações, como o transporte ou a codificação e interpretação de mensagens, têm de se encontrar descritos.

3.2 Simuladores Multi-Agente para Simulação de Mercados de Energia

Cada vez mais, existe a necessidade de utilizar ferramentas multi-agente que sejam capazes de modelar os complexos mercados de energia elétrica atuais e que analisem a

sua evolução temporal. De seguida, são então explicados dois importantes simuladores multi-agente existentes.

3.2.1 AMES

O simulador Agent-based Modeling of Electricity System (AMES) foi desenvolvido nos Estados Unidos da América pela Universidade do Estado de Iowa, com o objetivo de modelar e estudar a complexidade crescente dos mercados grossistas de eletricidade [46].

É um *software open-source*, desenvolvido com recurso à plataforma multi-agente REPAST e à linguagem de programação JAVA. O simulador tem uma arquitetura assente em módulos e bibliotecas open-source, com capacidades gráficas para apresentação de resultados. O sistema permite simular vários agentes cognitivos, como produtores (Gen-Cos), retalhistas/comercializadores (LSEs) e operador de sistema [14].

O AMES oferece ainda a capacidade de adaptação à zona geográfica do estudo que é efetuado, onde simula o comportamento de “operador central”. Tem capacidade de atuar no mercado diário e opera em intervalos de tempo pré-definidos. Através da resolução do problema DC – *Optimal Power Flow* é determinado o preço marginal para cada intervalo de tempo [46].

Os agentes produtores de energia elétrica apenas podem vender a energia produzida aos agentes retalhistas/comercializadores, onde a tecnologia a utilizar no processo pode ser definida, as capacidades de aprendizagem podem ser parametrizadas e o valor monetário associado a cada agente pode ser estabelecido. O objetivo destes agentes produtores é maximizar o lucro diário, enquanto que o objetivo dos agentes retalhistas é de satisfazer a procura. Até às 14 horas de um dia D, é enviado para o operador de sistema as ofertas do agente produtor para os 24 intervalos do dia D+1. Este operador agrega as ofertas e encontra o ponto de equilíbrio das propostas [47].

3.2.2 MASCEM

O software MASCEM (Multi-Agent Simulator of Competitive Electricity Markets) é um simulador multi-agente de mercados desenvolvido com recurso à linguagem de programação JAVA. Foi desenvolvido pelo Grupo de Investigação em Engenharia do Conhecimento e Apoio à decisão (GECAD) do Instituto Superior de Engenharia do Porto.

O objetivo desta ferramenta é a simulação da maior quantidade possível de modelos de mercado e de agentes, de forma a ser um simulador de apoio à tomada de decisão que permita ao utilizador avaliar as decisões de curto/médio prazo e longo prazo em diferentes mercados, com interesse particular no mercado em bolsa e de contratação bilateral [48].

O MASCEM ajuda a perceber os comportamentos que emergem da interação de diferentes agentes, onde o equilíbrio é procurado através da aprendizagem e adaptação dos agentes no durante a negociação [49]. O simulador inclui agentes de produção, consumidores/retalhistas, operador de mercado, operador de sistema e ainda um *facilitator*. Este último tem como finalidade regular o mercado e garantir o seu bom funcionamento, coordenando e monitorizando as simulações.

São utilizadas diversas estratégias de licitação durante a simulação, podendo ser estratégias dinâmicas que variam temporalmente, estratégias dependentes do comportamento dos outros intervenientes, estratégias com recurso a informação histórica relativa ao mercado ou informação histórica associada às decisões de outros agentes [50].

O simulador em questão, tem sido mais utilizado para ajudar a entender o impacto da formação de coligações de pequenos produtores. Este avalia como devem operar no mercado e as vantagens que se podem extrair [51].

3.2.3 MATREM

Nesta secção é descrito o módulo MATREM (*Multi-Agent TRading in Electricity Markets*) utilizado na presente dissertação, com vista a simular o mercado de energia elétrica.

Este simulador foi desenvolvido no âmbito do projeto MAN-REM (*Multi-agent Negotiation and Risk Management in Electricity Markets*), através da plataforma computacional JADE, com recurso à linguagem de programação JAVA [52].

Para efetuar uma simulação de mercado utilizando o MATREM é necessária uma sequência de comandos, nomeadamente a configuração dos agentes, a escolha do modelo de mercado e o algoritmo de cálculo de preços e o envio dos dados referentes às ofertas dos intervenientes. O simulador foi sofrendo alterações ao longo do tempo e agora tem funcionalidades de mercado em bolsa e de mercado de reservas secundária e terciária.

O agente denominado *Personal Assistant* (representado na Figura 3.1) é responsável pela ligação do utilizador com a interface gráfica, este estabelece a comunicação entre o operador de mercado e os agentes participantes. Por sua vez, o operador de mercado é o responsável pela execução dos algoritmos de cálculo de preços. Os agentes GenCo

atuam como produtores ou vendedores de energia elétrica e os agentes RetailCo operam como compradores de energia elétrica. Por sua vez, os agentes Agregadores representam coligações de consumidores que compram energia elétrica no mercado. Os agentes consumidores de larga escala podem comprar energia elétrica no mercado em bolsa e todos eles podem negociar contratos bilaterais com os retalhistas [53].

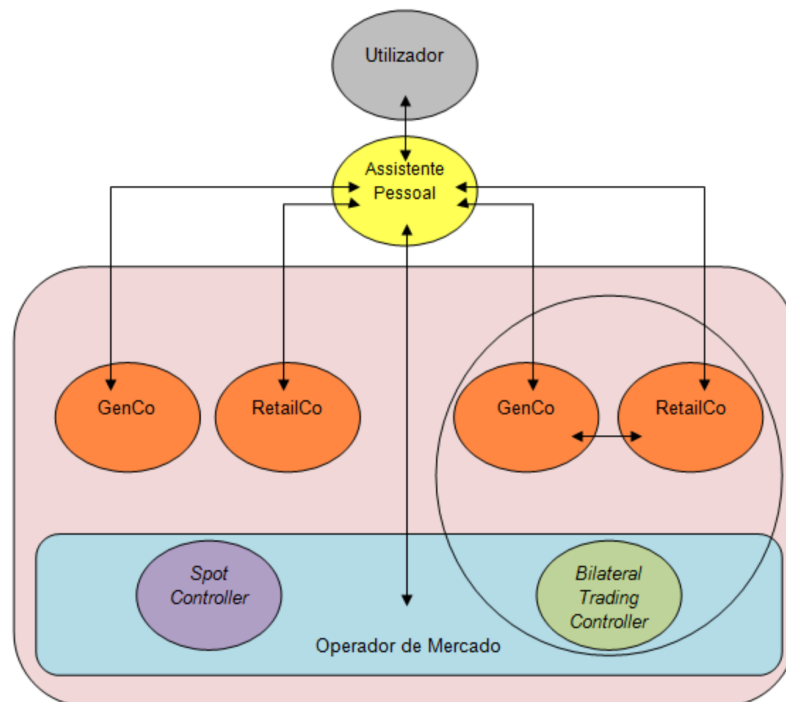


Figura 3.1- Descrição do ambiente e comunicações no sistema MAN-REM [54]

Interface Gráfica

A interface gráfica do simulador é uma componente fulcral para interação com o utilizador. A estrutura da janela principal encontra-se na Figura 3.2. Na mesma, identifica-se um menu no canto superior esquerdo que permite ao utilizador aceder a várias opções de simulação: Agentes, Mercados, Participantes e Simulação. De forma a garantir uma divulgação mais acessível para vários domínios, a interface encontra-se escrita em Inglês.

O menu *Agents*, permite o carregamento vários tipos de agentes de mercado ou a sua criação através da introdução de dados como o Nome, Morada, Contacto Telefónico e E-mail.

De seguida, é necessário seleccionar o modelo de mercado a utilizar através do menu *Market*, onde existem várias opções referentes ao mercado em bolsa, mercado de contratação bilateral e mercado de serviços de sistema. Desta forma, o utilizador pode escolher as seguintes opções: *Energy Market*, *Over-the-Counter Contracts*, *Ancillary-service Market*, *Transmission-rights Market*, *Capacity Market*, *Forward Market*, *Futures Market*, *Options Market* e *Balancing Markets*. No presente trabalho considera-se a opção *Energy Market – Day-ahead Market* e *Balancing Markets – Tertiary Reserve Market e Secondary Reserve Market*.

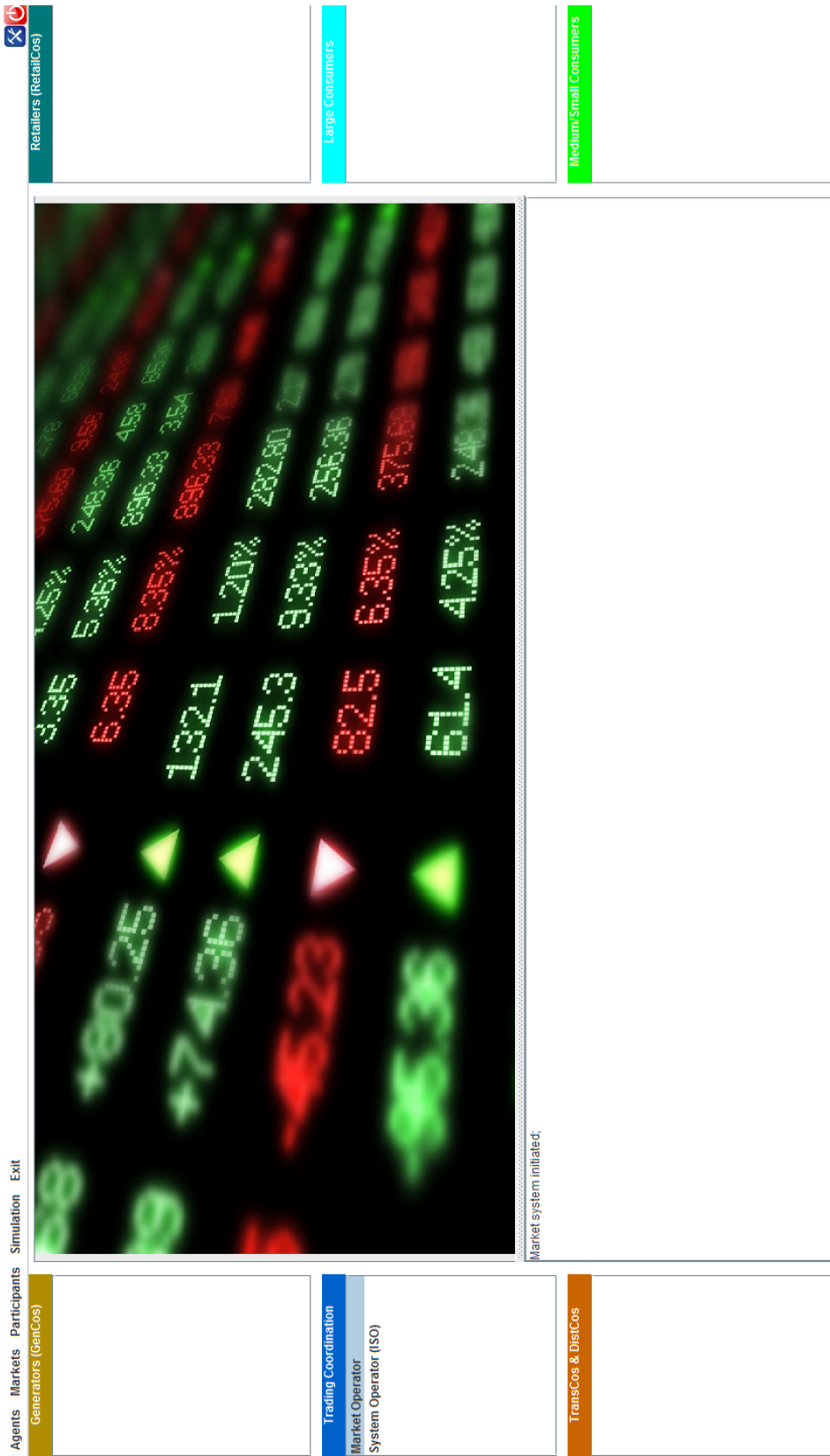


Figura 3.2 – Janela principal do MATREM

Surge então uma janela de *pricing mechanism*, onde o utilizador selecciona o algoritmo de cálculo de preço que pretende usar (Figura 3.3).

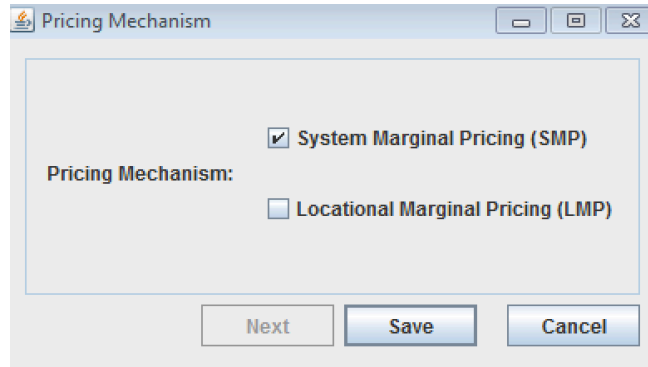


Figura 3.3 – Janela *Pricing Mechanism* referente ao menu *Markets*

O menu *Participants*, permite ao utilizador seleccionar e submeter as unidades físicas, dos agentes já carregados, a participar no modelo de mercado escolhido previamente. O processo é idêntico para GenCo e RetailCo. Este menu apresenta alternativas quanto às estratégias para definir as ofertas, como se pode observar na Figura 3.4. De entre as estratégias do sistema, o utilizador pode optar por uma estratégia baseada nas tecnologias térmica, hídrica ou eólica ou por uma estratégia padrão que já se encontra no sistema.

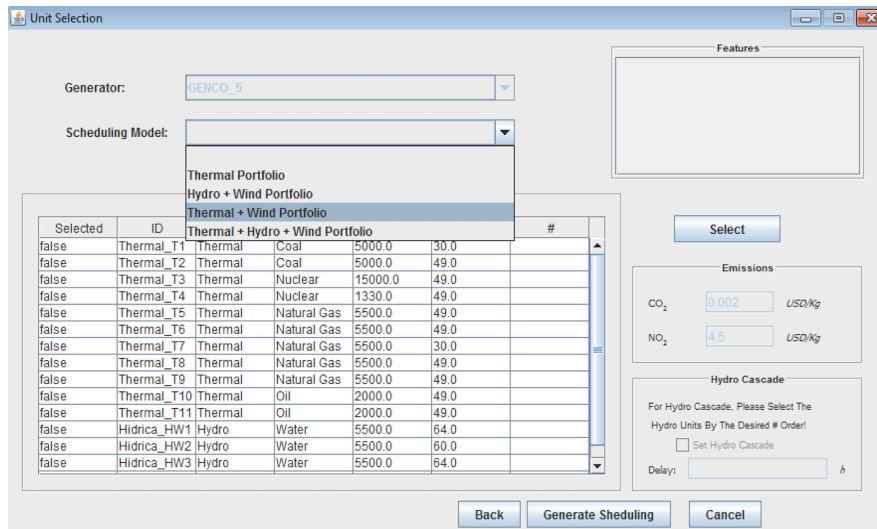


Figura 3.4 – Seleção de unidades referente ao menu *Participants*

Por último, o menu *Simulation*, possibilita a finalização da simulação do modelo de mercado escolhido.

4 Caso de Estudo – Estratégias de Licitação e Penalizações

4.1 Introdução

A indústria de energia elétrica evoluiu para uma indústria competitiva e distribuída, onde os mercados são cada vez mais complexos. Aqui a penetração de energia de geração variável no tempo continua a crescer e a ganhar cada vez mais importância. A tendência é a substituição das unidades de geração convencionais por unidades geradoras de energia renovável. Como consequência, existe uma necessidade crescente de estas unidades produtoras de energia renovável participarem ativamente nos mecanismos de balanços e de contribuírem para a manutenção da frequência da rede, para assegurar o seu bom funcionamento e segurança.

No entanto, é necessário melhorar as previsões de produção de energia eólica, já que o mercado diário, na maior parte dos países europeus, fecha às 12 UTC do dia anterior ao de produção. Desta forma, as previsões de geração necessitam de ser feitas 18 a 48 horas antes da sua produção, o que aumenta a incerteza do processo [40].

A geração de energia variável (ou intermitente), como é o caso da energia eólica, tem ainda características que podem impactar profundamente a programação e os preços de mercado. Podem aumentar a volatilidade dos preços, podem reduzir o preço de mercado graças ao seu preço quase nulo e ainda prejudicar a capacidade de utilização de recursos convencionais [40].

O presente caso de estudo tem como principal objetivo utilizar o MATREM para analisar os benefícios económicos de se melhorar as estratégias de licitação das centrais

eólicas e de se possibilitar a participação das mesmas nos mercados de serviços de sistema de Portugal. Este conceito não é novo em certos países, como Espanha, mas em Portugal ainda não se encontra implementado. Demonstrações económicas acerca deste assunto são importantes para continuar a incentivar o investimento na energia eólica após a retirada completa das tarifas *feed-in* em Portugal.

Tanto a ferramenta de simulação, como os dados utilizados para a realização deste estudo foram fornecidos pelo LNEG. Os dados utilizados para as simulações representam ofertas de compra e venda reais do MIBEL.

Foi aplicada uma metodologia para identificar os sete dias mais significativos para evitar simulações exaustivas para todos os dados disponíveis (2 anos – 2009 e 2010) ou seleccionar alguns dias aleatoriamente. O objetivo desta seleção é identificar os padrões mais comuns de geração eólica e agrupar dias que exibam padrões semelhantes entre si.

Depois da escolha dos cenários a simular, foram definidos os agentes participantes e as suas ofertas de venda e compra de energia elétrica a fim de simular o resultado do mercado diário. O mercado intradiário não foi simulado por uma questão de simplificação, já que os ajustes neste mercado são pequenos. De qualquer forma, a energia transacionada neste mercado está a ser contemplada na energia contratada aquando da simulação do mercado de reservas. De seguida, deu-se início à análise do mercado de reservas secundária e terciária e à implementação de diferentes cenários de remuneração das unidades produtoras de energia eólica.

Foram considerados para o presente caso de estudo três estratégias de licitação de venda de energia eólica:

- a) *Forecast* individual de produção de energia eólica para cada parque eólico, que corresponde ao cenário atual. Cada parque licita individualmente as suas previsões de produção no mercado diário;
- b) *Forecast* agregado de produção de energia eólica para todos os parques disponíveis, onde as ofertas são agregadas por região espacial das turbinas eólicas. Neste caso de estudo não foi utilizado nenhum método específico de agregação. Foi apenas realizado um *forecast* tendo em conta os oito parques eólicos todos juntos (maior dispersão geográfica). É esperado que, mesmo sem nenhuma técnica específica de agregação, os desvios entre previsão e produção observada diminuam em comparação com o primeiro cenário;
- c) *Forecast* perfeito, onde a oferta é feita com o valor de produção observada para esse dia. Neste caso, não existirão custos de regulação, pois não existem desvios entre produção e consumo. Este cenário serve apenas para avaliação comparativa.

Para além das estratégias de licitação, foram definidos quatro cenários de remuneração:

1. Remuneração de mercado com penalizações/compensações pela valorização dos desvios;
2. Remuneração de mercado com penalizações/compensações pelos preços da reserva terciária;
3. Remuneração pelo preço de mercado;
4. Remuneração *Feed-in*.

Estes cenários serão explicados em mais detalhe nos próximos capítulos, à medida que vão sendo utilizados no caso de estudo.

Para realizar uma melhor análise financeira, o caso de estudo foi então dividido em seis casos. Para cada um deles, foram simulados os mercados diário e de reservas secundária e terciária. À exceção dos dados relativos ao produtor eólico, todos os restantes dados considerados, para cada dia, são idênticos em todos os casos.

Caso A – Ofertas individuais

É aplicada a estratégia de licitação de *forecast* individual (cenário actual) e implementados os cenários de remuneração 1 e 2. Aqui só participam no mercado de reservas as unidades produtoras tradicionais.

Caso B – Ofertas agregadas

A estratégia de licitação de *forecast* agregado de produção de energia eólica é posta em prática e aplicam-se os cenários de remuneração 1 e 2. Aqui só participam no mercado de reservas as unidades produtoras tradicionais.

Caso C – Ofertas individuais c/ participação de unidades eólicas na reserva terciária

É aplicada, mais uma vez, a estratégia de *forecast* individual e implementados os cenários de remuneração 1 e 2. Neste caso, as unidades produtoras de energia eólica participam ativamente na reserva terciária, juntamente com as unidades produtoras convencionais.

Caso D – Ofertas agregadas c/ participação de unidades eólicas na reserva terciária

A estratégia de *forecast* agregado é utilizada e os cenários de remuneração 1 e 2 são implementados. Aqui, as unidades produtoras de energia eólica participam ativamente na reserva terciária, juntamente com as unidades produtoras convencionais.

Caso E – Forecast perfeito

Aqui as ofertas são feitas com o valor de produção observada para esse dia. É então aplicado o cenário de remuneração 3. Não faria sentido aplicar o cenário 1 ou 2, as centrais eólicas não terão qualquer desvio de produção, não pagando penalizações.

Caso F – Forecast perfeito com Feed-in

Tal como o cenário anterior, é aplicada a estratégia de *forecast* perfeito, mas utilizado o cenário 4 de remuneração através das tarifas bonificadas ou *Feed-in*. É expectável que nenhum dos outros casos apresente remunerações tão boas como este, na medida em que estas tarifas foram criadas para gerar incentivo de investimento no sector eólico. Este caso serve apenas para o leitor entender a necessidade de se criarem mais políticas de incentivo a este sector, já que nenhum cenário atual é tão bom quanto a remuneração bonificada.

4.2 Perfil de Energia Eólica e Agentes

O LNEG disponibilizou os dados de *forecast* (previsão de produção) para um conjunto de parques eólicos com uma capacidade de quase 250 MW. Foi feito um *upscaling* para 2500 MW, pois a potência dos dados de *forecast* são menos de 10% da capacidade máxima de potência eólica em Portugal no final de 2010.

Os agentes criados representam um operador de sistema, um operador de mercado, trinta e nove unidades físicas de produção (agentes de oferta) e quatro grandes retalhistas (agentes de procura). De forma a obter resultados adaptados à realidade, os agentes contruídos têm por base atuais participantes do mercado. A Tabela 4.1 traduz o perfil de geração em Portugal e Espanha no final em 2010.

Os vários agentes de oferta e compra foram aglomerados para que o processo de simulação se tornasse menos extenso. Assim, foram criados cinco agentes que contêm as ofertas de venda de cada unidade física de produção. Desta forma, um agente tem várias unidades físicas de produção e, por consequência, várias ofertas de venda de energia elétrica. Com os retalhistas, a mesma lógica foi aplicada. Os quatro retalhistas considerados terão onze ofertas de compra cada um para cada hora de programação, o que perfaz quarenta e quatro ofertas para cada hora.

Tabela 4.1 – Perfil de geração de Portugal e Espanha [40]

País	Tipo	Capacidade máxima [MW]	Preço Marginal [€/MW]
Portugal	Eólica	2500	0
Portugal	Mix Renovável	2000	0
Portugal	Hídrica + Bombagem	4500	[30;60]
Portugal	Térmica	6800	≈ [30;70]
Espanha	Mix renovável + eólica	3000	0
Espanha	Hídrica + Bombagem	16500	[30;60]
Espanha	Térmica	34500	≈ [30;70]

O perfil de potência eólica dos sete dias representativos selecionados encontra-se na Figura 4.1 e o gráfico da Figura 4.2 apresenta a frequência de ocorrência dos mesmos.

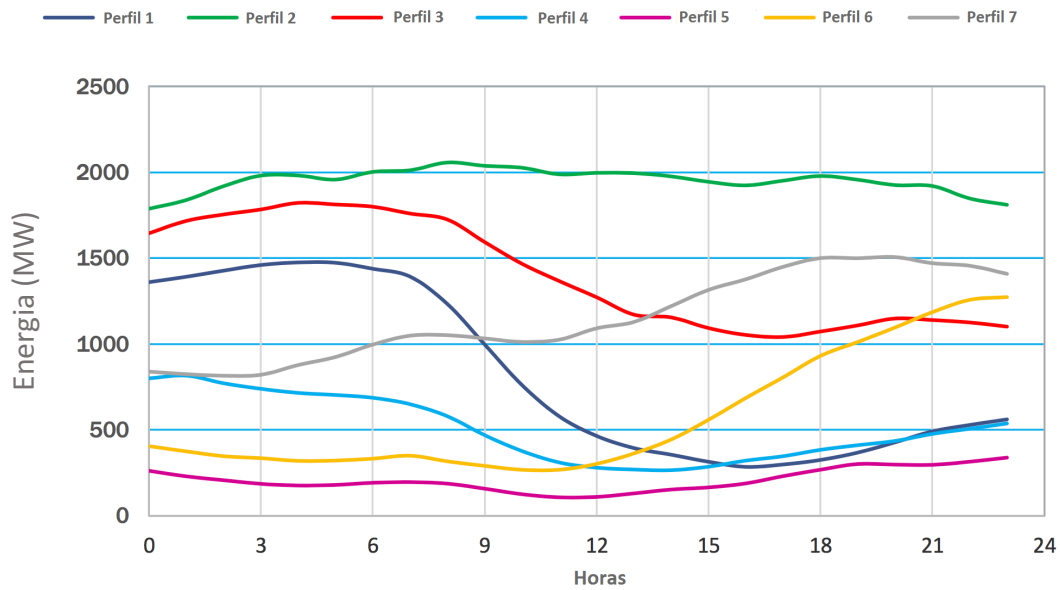


Figura 4.1 - Perfil de potência eólica para os dias representativos

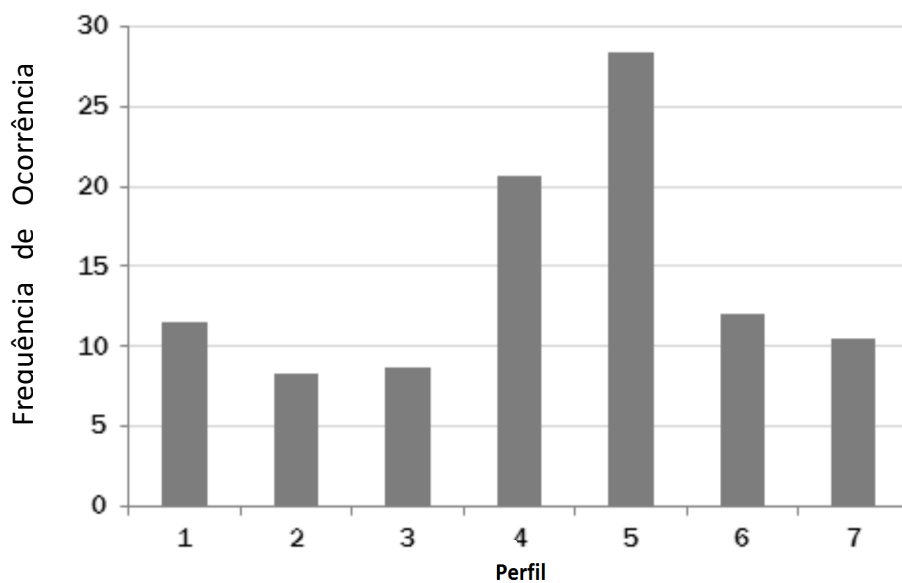


Figura 4.2 - Frequência de ocorrência dos dias representativos

A Tabela 4.2 apresenta as porcentagens exatas da frequência de ocorrência dos sete dias significativos.

Tabela 4.2 - Frequência de ocorrência dos dias significativos

Dia	Frequência de ocorrência dos dias significativos (%)
1	11,47%
2	8,25%
3	8,67%
4	20,7%
5	28,39%
6	12,03%
7	10,49%

4.3 Agentes Produtores de Energia (Agente de Ofertas)

Para a atribuição das ofertas de venda de energia elétrica, à exceção das ofertas de produtores eólicos, foi necessário estabelecer a relação entre a média do preço de mercado praticado e o perfil de geração [55]. A Figura 4.3, presente no relatório da ERSE, representa a lógica utilizada durante este processo.

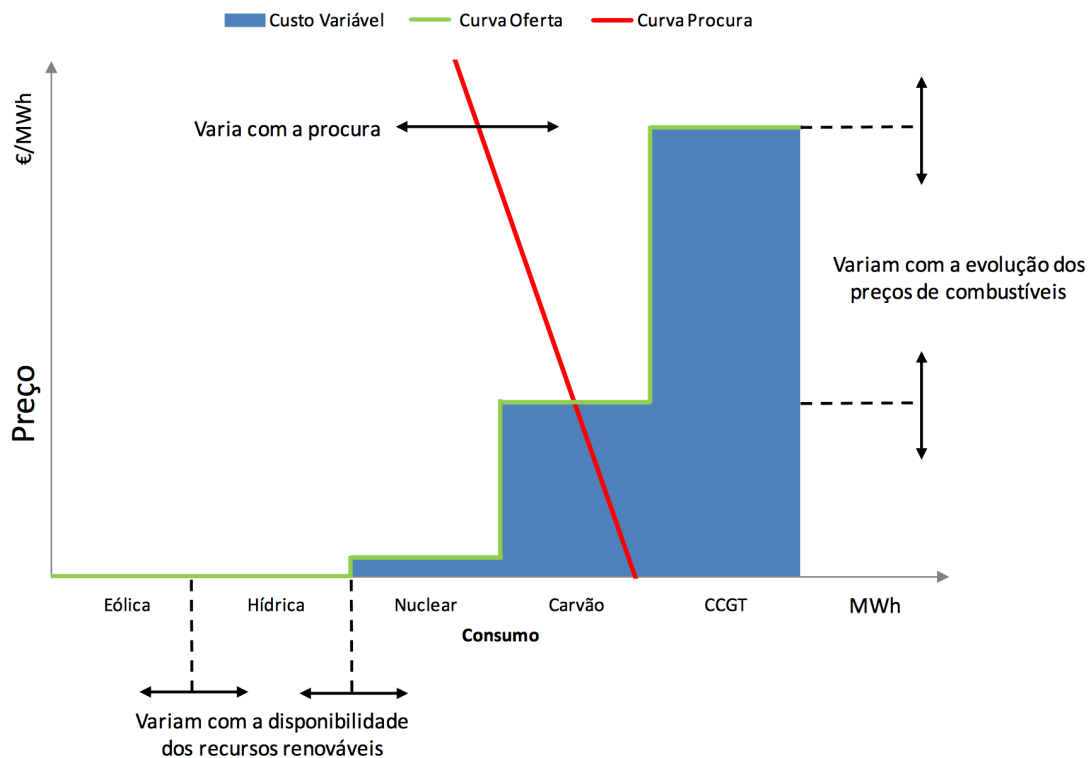


Figura 4.3 – Curva da oferta e formação de preço por tecnologia [57]

O tipo de tecnologia de produção, a disponibilidade de recursos endógenos e os preços dos combustíveis são os fatores que caracterizam a curva de oferta. Com recurso aos preços de cada tecnologia e às capacidades instaladas em Portugal e Espanha, foram construídas as licitações dos agentes produtores para o caso de estudo.

Tal como já foi referido, foram criados cinco agentes de produção que representam as unidades físicas produtoras participantes no mercado ibérico. Os subcapítulos seguintes explicam como estes agentes estão divididos.

GenCo_1 – Potência Eólica de Portugal

O agente GenCo1 representa todos os parques eólicos de Portugal com uma capacidade máxima instalada de 2500 MW. Os dados inseridos neste produtor variam entre os sete dias representativos e são os únicos que irão variar entre os diferentes casos deste estudo. Considerou-se um custo marginal nulo para esta tecnologia, pois este é representativo do custo associado à produção de 1 MWh. Assim, o elevado investimento inicial e as despesas de operação e manutenção não foram contabilizados.

É ainda de notar que a geração eólica está dependente de condições endógenas não controláveis, que condicionam os níveis de produção pretendidos. Em consequência, os valores de geração disponíveis desta tecnologia não correspondem à potência instalada, como acontece com os produtores convencionais de energia.

Como já foi referido, o caso de estudo contempla três tipos de estratégias de licitação de energia eólica. Deste modo, irão ser introduzidos neste agente os dados referentes à previsão individual (*forecast individual*), à previsão agregada de turbinas eólicas (*forecast agregado*) e ainda a produção observada de cada um dos sete dias (*forecast perfeito*). Esta última estratégia servirá apenas como ponto de referência para comparação com as outras estratégias, já que o carácter da energia eólica torna impossível uma previsão perfeita de produção.

GenCo_2 – Potência Não Renovável de Portugal

O agente GenCo_2 é representativo de metade das unidades produtoras térmicas e hídricas de Portugal, com uma capacidade máxima instalada de 5650 MW. As unidades físicas implementadas têm por base atuais participantes do mercado. Os dados inseridos neste agente foram recolhidos através da plataforma *online* do sistema de informação de mercados de eletricidade da REN.

Para a atribuição das ofertas de venda, foi então estabelecida uma relação entre o preço de mercado praticado da tecnologia e o perfil de geração, seguindo a lógica da Figura 4.3.

GenCo_3 – Mix Renovável de Portugal

O agente GenCo_3 representa todos os restantes produtores de energias renováveis de Portugal, com uma capacidade máxima instalada de 2000 MW. Os dados utilizados por este agente, para cada hora dos sete dias, foram recolhidos através dos diagramas disponibilizados no centro de informação *online* da REN.

GenCo_4 – Potência Não Renovável de Portugal

O agente GenCo_4 é representativo da outra metade das unidades produtoras térmicas e hídricas de Portugal, com uma capacidade máxima instalada de 5650 MW. Os dados implementados neste agente também foram recolhidos através da plataforma *online* do sistema de informação de mercados de eletricidade da REN.

GenCo_5 – Potência Renovável e Não Renovável de Espanha

O agente GenCo 5 representa todos os produtores renováveis e não renováveis de Espanha, com uma potência instalada de 54000 MW.

Por simplificação, fez-se esta representação espanhola num só agente pois o objetivo fulcral desta dissertação é a análise do mercado de reserva terciária de Portugal. Assim, como o mercado de reservas é gerido por cada país individualmente, este agente representativo de Espanha irá apenas participar na simulação do mercado diário que é partilhado pelo MIBEL quando não existe *market splitting*.

Para aferir a quantidade de energia renovável e nuclear (variam consoante disponibilidade) transacionada para cada hora de cada um dos sete dias, foi feita uma análise das curvas agregadas de oferta e procura (ou demanda) disponibilizadas na plataforma *online* do OMIE. Através das ofertas de venda casadas e dos preços associados a cada tecnologia, foi possível fazer uma boa aproximação da energia transacionada por cada uma.

Para uma melhor compreensão veja-se o exemplo da Figura 4.4, que mostra os dados associados às curvas agregadas de oferta e procura da hora 1 do dia 4 de Março de 2017. Vendo na coluna das ofertas venda casadas (ou emparelhadas), sabendo que a coluna referente à energia transacionada é cumulativa e que a energia renovável pode ser vendida até aproximadamente dois euros, pode-se aferir que na hora 1 do dia 4 de Março de 2017 foram transacionados 19421 MW de energia renovável no MIBEL. Para obter apenas a energia negociada em Espanha, é retirado a este valor a produção renovável observada em Portugal, que pode ser consultado através dos diagramas do centro de informação da REN. A mesma lógica foi aplicada para retirar os dados referentes à produção nuclear, mas consultando a energia referente a trinta e cinco euros.

Após este processo ter sido completado para cada hora dos sete dias, os agentes produtores estão prontos para simular o mercado diário.

Curvas agregadas de oferta e demanda			
Energia	Ofertas de venda emparelhamento	Ofertas de compra emparelhamento	Ofertas de venda
18170.40000000	1,0		
18350.40000000	1,0		
18364.40000000	1,0		
18466.40000000	1,0		
18553.00000000	1,2		
18563.50000000	1,2		
18581.70000000	1,2		
18606.60000000	1,3		
18617.20000000	1,4		
18633.70000000	1,4		
19271.90000000	1,5		
19301.90000000	1,6		
19304.20000000	1,7		
19325.10000000	1,7		
19360.60000000	1,7		
19361.40000000	1,8		
19372.20000000	1,9		
19373.80000000	1,9		
19395.80000000	2,0		
19421.50000000	2,0		
19423.80000000	2,1		

Figura 4.4 - Dados associados às curvas agregadas de oferta e procura do dia 4/03/2017 para a hora 1

Definindo custo marginal como o custo adicional assumido na produção de 1 MW, por motivos de simplificação, em todo o caso de estudo foi assumido o preço de licitação como custo marginal.

A Tabela 4.3 enumera as unidades físicas participantes no caso de estudo. Todas as unidades irão participar na simulação do mercado diário.

Tabela 4.3 – Unidades físicas participantes no caso de estudo

Unidade física	País	Tipo	Cap máx [MW]	Potência licitada [MW]	Preço licitado [€/MW]
AGUIEI	PT	Hídrica	200,0	159,0	45,5
ALINDO	PT	Hídrica	530,0	500,0	52,1
ALQUEII	PT	Hídrica	254,0	220,0	51,6
ARABAGB	PT	Bombagem	250,0	237,0	44,6
BASBJ	PT	Hídrica	406,2	400,0	50,2
BASBM	PT	Hídrica	156,0	138,0	51,5
BEMPOS	PT	Hídrica	938,0	855,0	52,5
BASBMB	PT	Bombagem	759,0	710,6	40,0
FRADESB	PT	Bombagem	619,0	544,0	54,0
PJUGAIS	PT	Hídrica	390,0	387,0	55,5
HW1_ESP	ESP	Hídrica	5500,0	5500,0	155,0
HW2_ESP	ESP	Hídrica	5500,0	5500,0	170,0
HW3_ESP	ESP	Hídrica	5500,0	5500,0	180,3
LARES1	PT	Térmica	435,0	435,0	53,0
LARES2	PT	Térmica	435,0	420,0	56,3
PEGO3	PT	Térmica	418,6	418,6	37,0
PEGO4	PT	Térmica	418,6	418,6	44,0
RIBATE1	PT	Térmica	392,0	332,0	50,5
RIBATE2	PT	Térmica	392,0	312,0	51,0
RIBATE3	PT	Térmica	392,0	350,0	51,4
PEGO1	PT	Térmica	488,0	220,0	38,0
PEGO2	PT	Térmica	488,0	115,0	39,0
RTG01	PT	Térmica	544,0	172,0	47,0
RTG02	PT	Térmica	544,0	342,0	48,0
RTG03	PT	Térmica	544,0	316,0	49,5
SINES1	PT	Térmica	424,0	156,0	40,6
SINES2	PT	Térmica	295,0	186,0	41,6
SINES3	PT	Térmica	295,0	114,0	42,5
SINES4	PT	Térmica	295,0	242,0	43,5
TH1_ESP	ESP	Térmica	5000,0	5000,0	65,5

TH2_ESP	ESP	Térmica	5000,0	5000,0	110,0
TH3_NUC_ESP	ESP	Térmica	7500,0	Varia c/disponibilidade	35,0
TH4_ESP	ESP	Térmica	4670,0	4600,0	55,0
TH5_ESP	ESP	Térmica	5500,0	5500,0	55,0
TH6_ESP	ESP	Térmica	5500,0	5500,0	55,0
TH7_ESP	ESP	Térmica	1330,0	1330,0	70,0
EOLICA_PT	PT	Renovável	5360,0	Varia c/disponibilidade	0,0
MIX_PT	PT	Renovável	2365,0	Varia c/disponibilidade	0,0
TMIX_ESP	ESP	Renovável	30000,0	Varia c/disponibilidade	0,0

Em relação às unidades físicas com produção variável:

- TH3_NUC_ESP corresponde à produção de origem nuclear de Espanha;
- EOLICA_PT inclui a potência eólica total instalada em Portugal;
- MIX_PT representa as restantes fontes de produção renovável em Portugal;
- TMIX_ESP corresponde à potência total instalada em Espanha proveniente de fontes renováveis.

4.4 Agentes Comercializadores (Retalhistas)

Foram considerados quatro participantes responsáveis pelas ofertas de compra de energia, ou seja, quatro retalhistas. Cada retalhista possui onze ofertas de compra cada um para cada hora de programação, o que perfaz quarenta e quatro ofertas para cada hora.

De modo a assegurar uma maior semelhança ao mercado real, foram definidos retalhistas com diferentes percentagens de mercado. Na Figura 4.5 encontram-se representadas as percentagens atribuídas a cada agente comercializador.

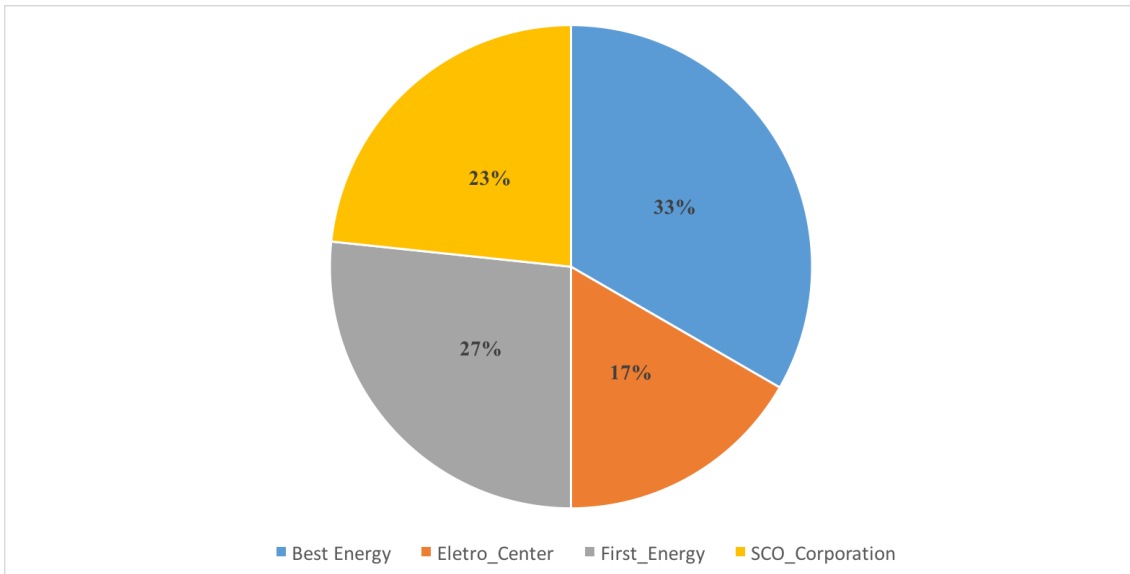


Figura 4.5 – Percentagem de potência de carga por agente comercializador

Para a atribuição das ofertas de compra, foram consultados os resultados de mercado para cada hora de programação disponíveis na plataforma *online* do OMIE [20]. As ofertas de cada retalhista foram então atribuídas a conjuntos de ofertas casadas de cada um dos dias. Garantiu-se que para o preço mais elevado do mercado, todos os retalhistas fazem uma oferta consoante a sua percentagem de carga. Desta forma, assegura-se uma menor discrepância em relação ao mercado real.

Tendo os agentes produtores e comercializadores definidos, já é possível simular o mercado diário.

4.5 Caso A – Ofertas Individuais

4.5.1 Dados de entrada

Neste cenário, é aplicada a estratégia de licitação de *forecast* individual, que corresponde ao cenário atual no MIBEL.

Os dados de *forecast* individual dos parques eólicos não podem ser representados na presente dissertação por questões de confidencialidade.

4.5.2 Simulação do Mercado Diário

Unidades Físicas Participantes

Participam no mercado diário todas as unidades físicas apresentadas na Tabela 4.3.

Dia 1

Os resultados do mercado diário para o Dia 1, tanto simulados como reais, encontram-se enumerados Tabela 5.1 do Anexo C. Na Figura 4.6 e na Figura 4.7 podem-se observar as diferenças entre a potência contratada real e simulada e o preço para cada hora de programação, respetivamente.

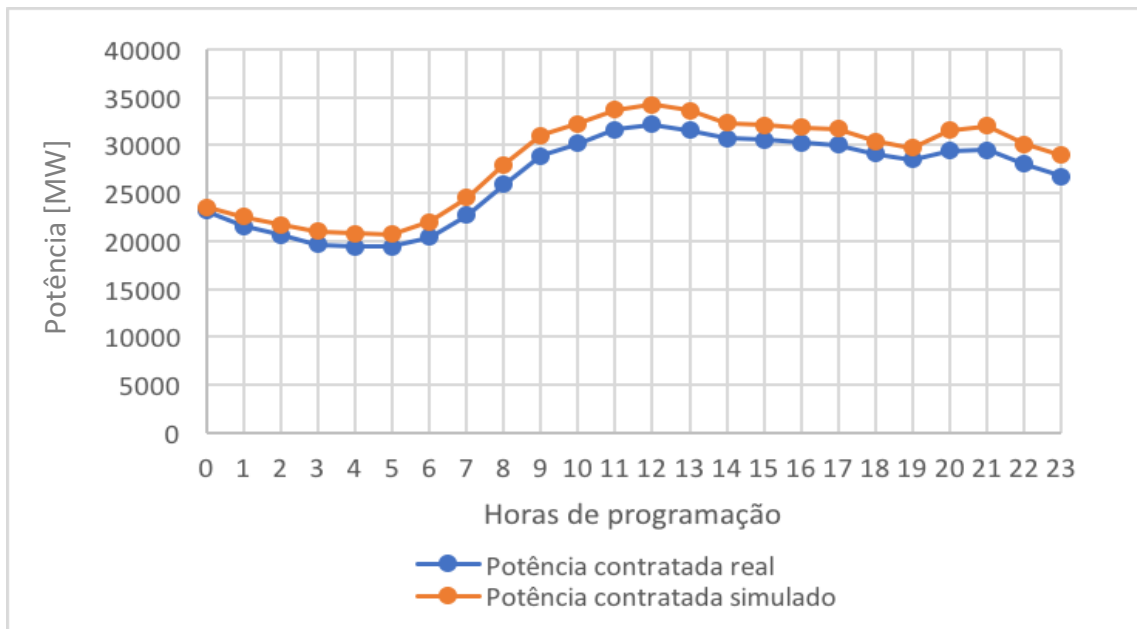


Figura 4.6 – Potência contratada real e simulada para o Dia 1 em função da hora de programação

Em relação à potência contratada, a maior diferença registada foi de 2504,2 MW na hora de programação 21. A menor diferença foi de 356 MW na hora de programação 0. De uma maneira geral, a potência simulada encontra-se muito próxima da potência real.

Em relação ao preço de mercado, a maior diferença registada foi de 12 €/MWh na hora de programação 0. A menor diferença foi de 4,93 €/MWh na hora de programação 18. Estes desvios de preço, mais acentuados, devem-se provavelmente às aproximações

feitas durante a construção deste estudo e ao facto de ser existido *market splitting* neste dia. No entanto, de acordo com a imagem apresentada, é possível constatar que a evolução do gráfico em função das métricas especificadas, é bastante semelhante entre o real e o simulado.

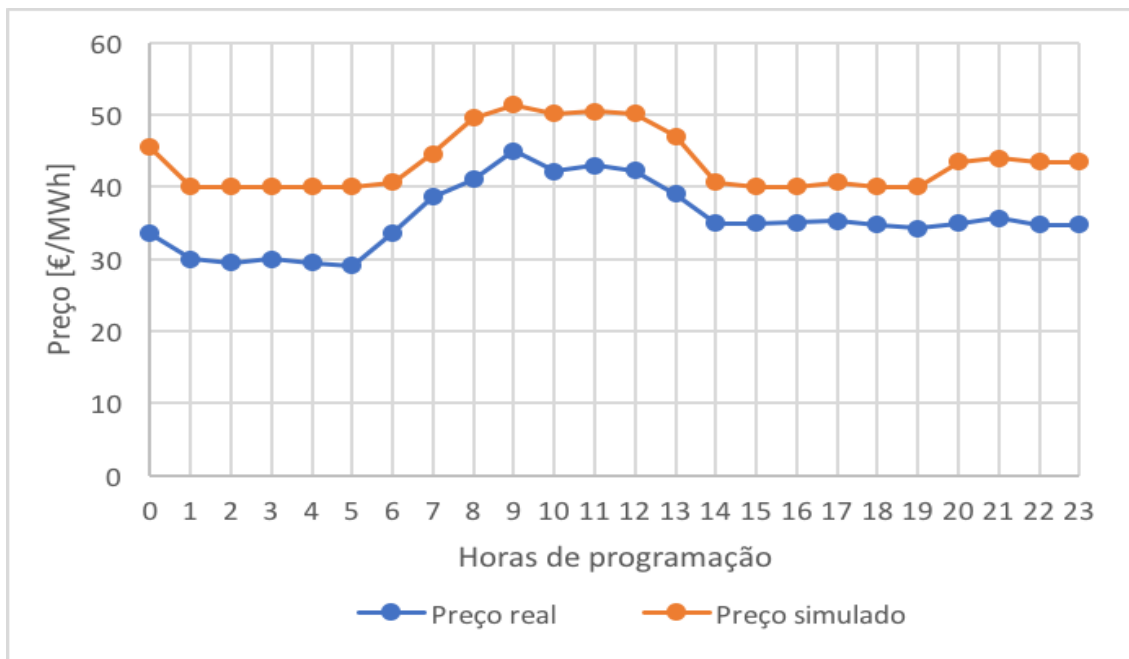


Figura 4.7 – Preço real e simulado para o Dia 1 em função da hora de programação

Dia 2

Os resultados do mercado diário para o Dia 2, tanto simulados como reais, podem ser verificados na Tabela 5.2 do Anexo C. A Figura 4.8 e a Figura 4.9 apresentam as diferenças entre as potências contratadas e os preços reais e simulados, respetivamente.

Em relação à potência contratada, a maior diferença registada foi de 3085,4 MW na hora de programação 12. A menor diferença foi de 0,1 MW na hora de programação 0. De uma maneira geral, a potência simulada encontra-se muito próxima da potência contratada real.

Em relação ao preço de mercado, a maior diferença registada foi de 11,2 €/MWh na hora de programação 12. A menor diferença foi de 0 €/MWh nas horas de programação 18 e 19, ou seja, neste horário o preço simulado foi igual ao preço de mercado real.

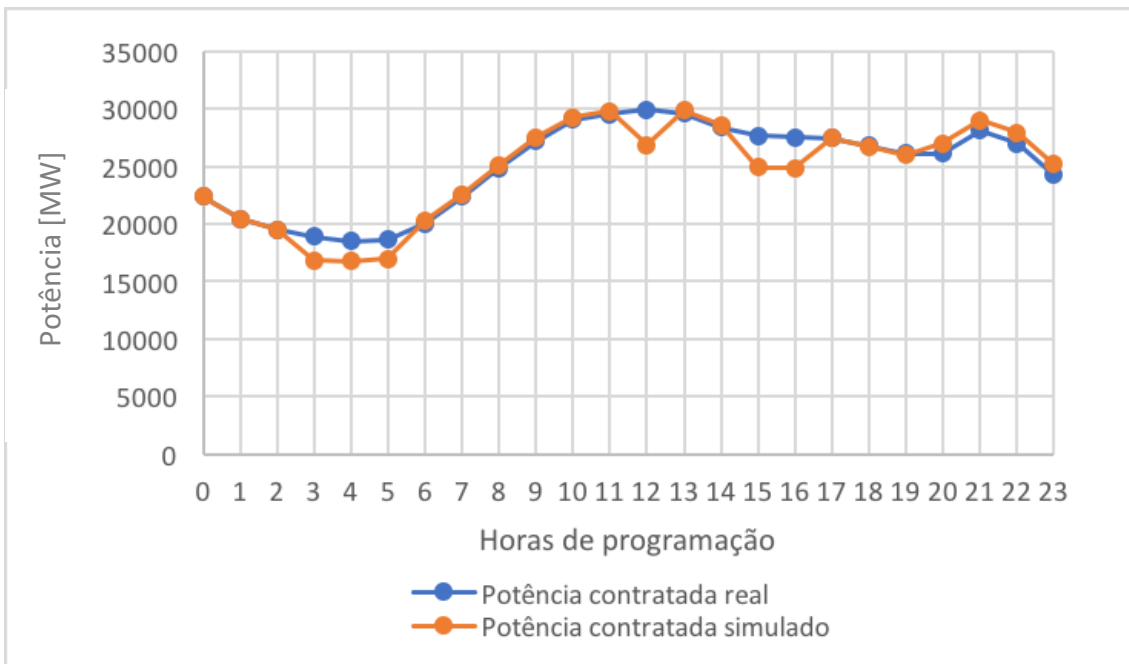


Figura 4.8 - Potência contratada real e simulada para o Dia 2 em função da hora de progra-

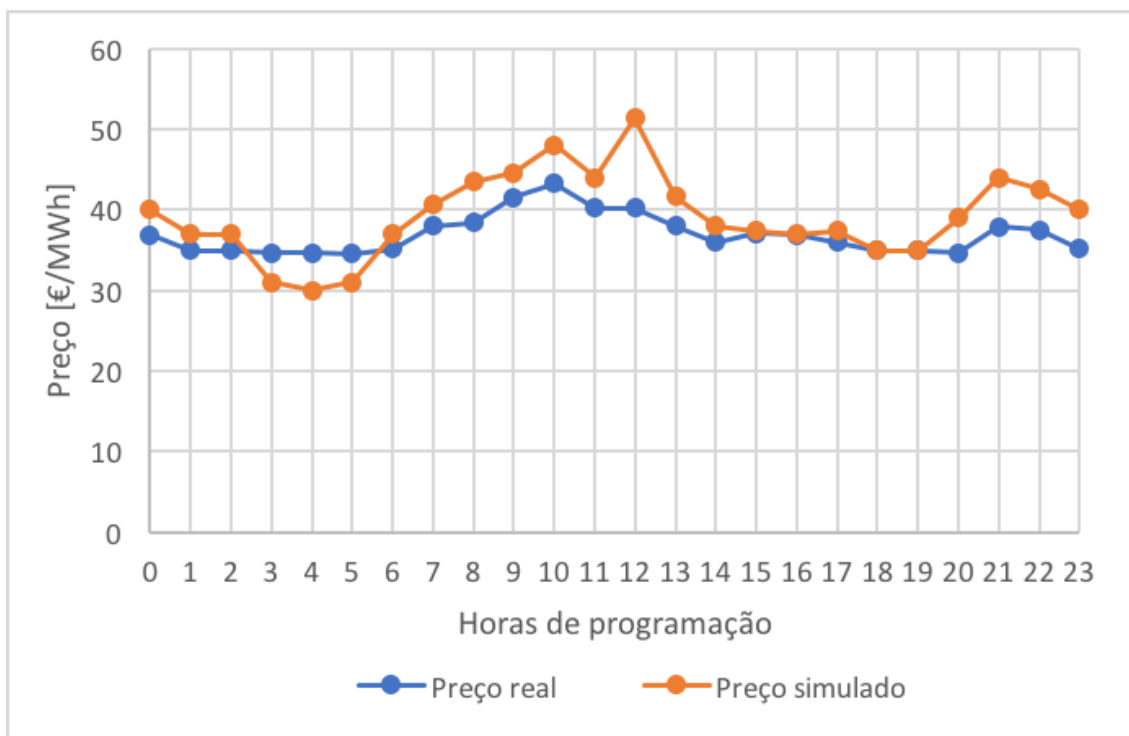


Figura 4.9 - Preço real e simulado para o Dia 2 em função da hora de programação

Dia 3

Os resultados do mercado diário para o Dia 3, tanto simulados como reais, podem ser verificados na Tabela 5.3 do Anexo C. As diferenças entre as potências contratada e os preços reais e simulados podem ser observadas na Figura 4.10 e na Figura 4.11, respectivamente.

Em relação à potência contratada, a maior diferença registada foi de 6024,6 MW na hora de programação 21. A menor diferença foi de 0,0 MW na hora de programação 1. Isto significa que nessa hora a potência contratada simulada foi igual à potência contratada real. De uma maneira geral, a potência simulada encontra-se muito próxima da potência contratada real e, por isso, a evolução dos gráficos em função das métricas é muito semelhante.

Em relação ao preço de mercado, a maior diferença registada foi de 10,1 €/MWh na hora de programação 12. A menor diferença foi de 0,0 €/MWh nas horas de programação 3, 4 e 5, ou seja, neste horário o preço simulado foi igual ao preço de mercado real.

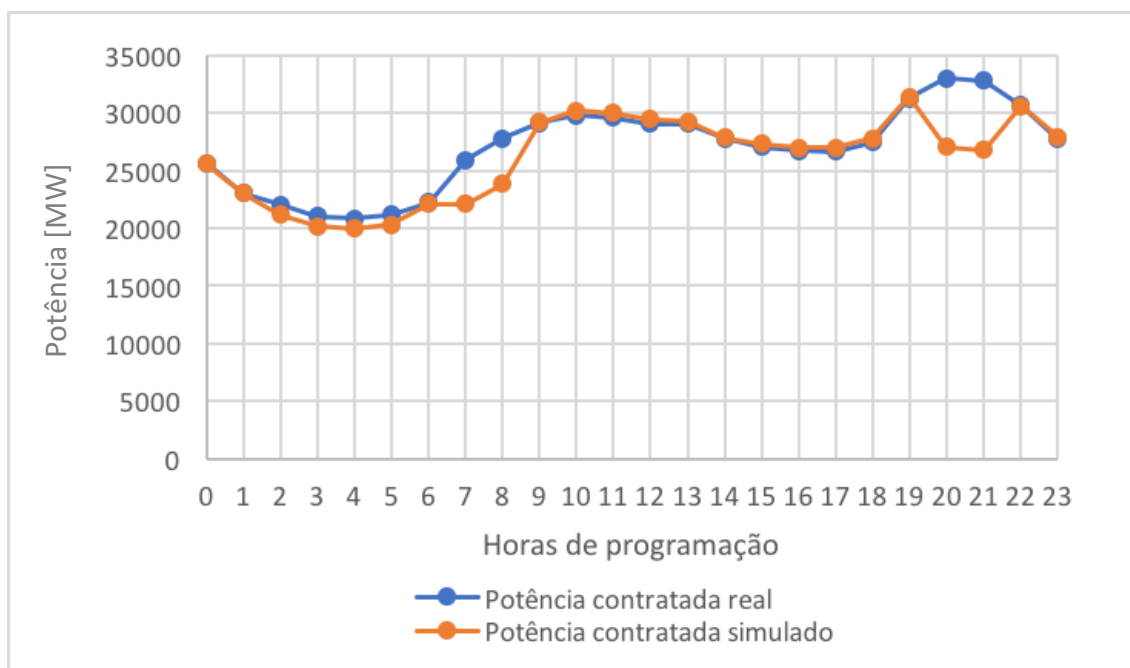


Figura 4.10 - Potência contratada real e simulada para o Dia 3 em função da hora de programação

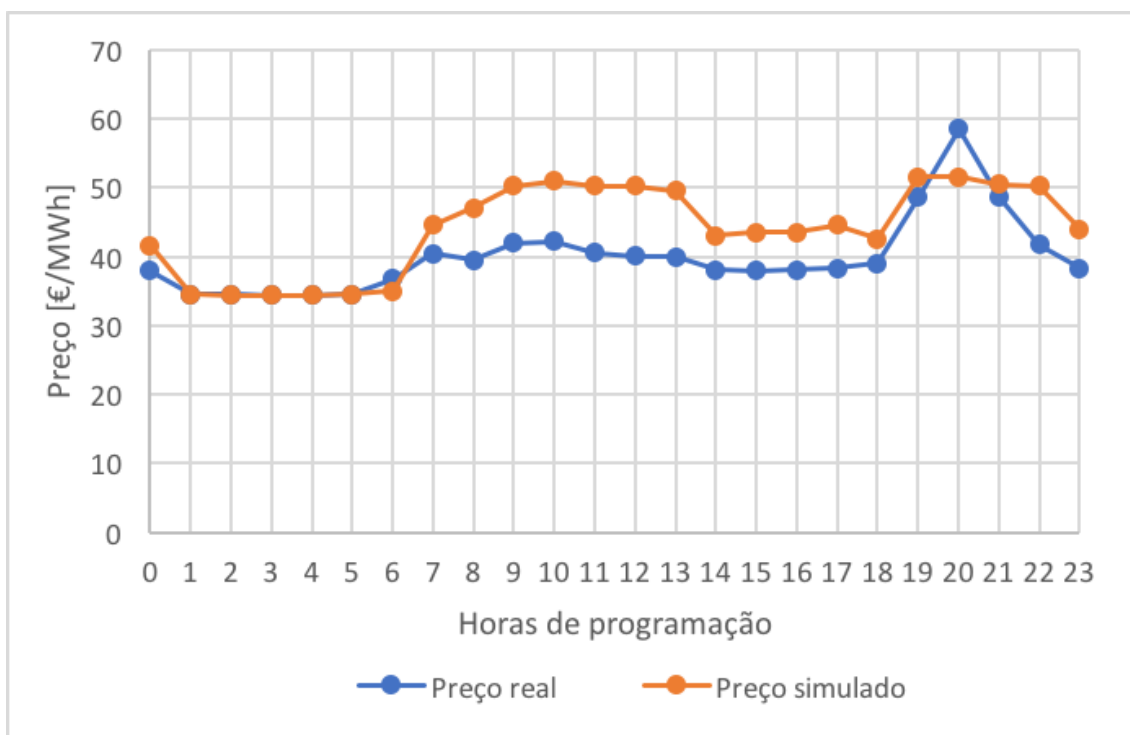


Figura 4.11 - Preço real e simulado para o Dia 3 em função da hora de programação

Dia 4

Os resultados do mercado diário para o Dia 4, tanto simulados como reais, podem ser verificados na Tabela 5.4 do Anexo C. As diferenças entre as potências contratadas e os preços reais e simulados podem ser observadas na Figura 4.12 e na Figura 4.13, respectivamente.

Em relação à potência contratada, a maior diferença registada foi de 1747,1 MW na hora de programação 19. A menor diferença foi de 1,4 MW na hora de programação 0. De uma maneira geral, a potência contratada simulada encontra-se muito próxima da potência contratada real para o dia 4.

Em relação ao preço de mercado, a maior diferença registada foi de 4,5 €/MWh na hora de programação 4. A menor diferença foi de 0 €/MWh nas horas de programação 16, 17, 18 e 19, ou seja, neste horário o preço simulado foi igual ao preço de mercado real.

Ao analisar as imagens apresentadas para este dia, observa-se que a evolução dos gráficos é muito semelhante. Isto significa, que os valores simulados se assemelham aos valores reais observados.

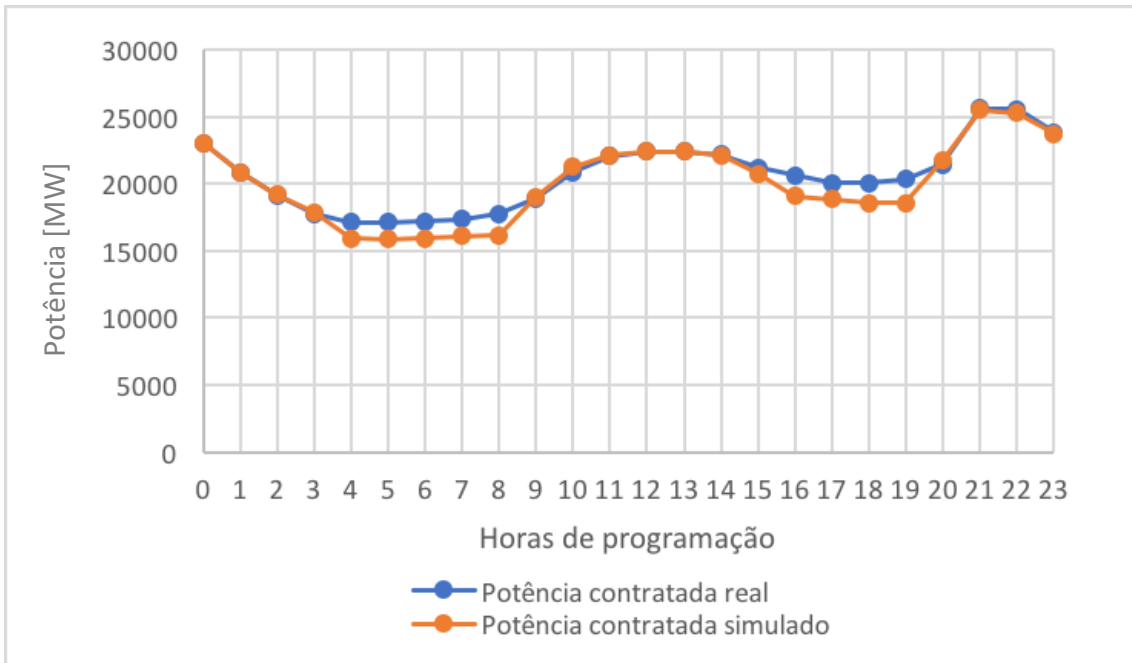


Figura 4.12 - Potência contratada real e simulada para o Dia 4 em função da hora de programação

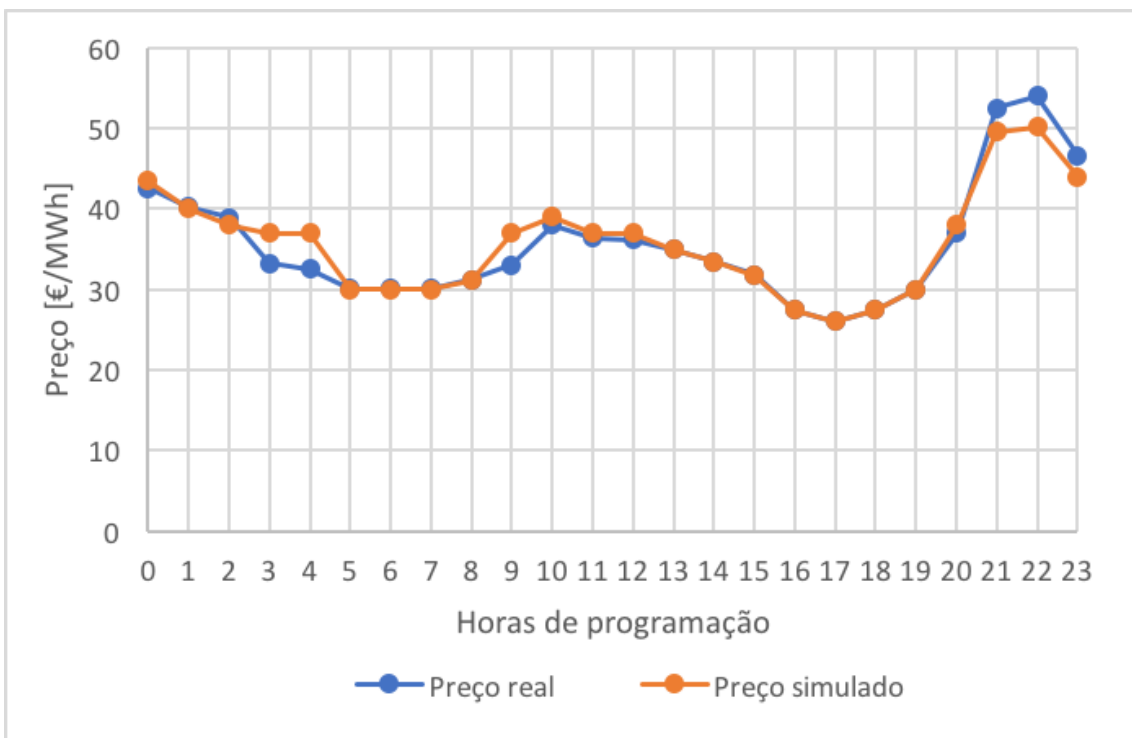


Figura 4.13 - Preço real e simulado para o Dia 4 em função da hora de programação

Dia 5

Os resultados do mercado diário para o Dia 5, tanto simulados como reais, podem ser observados na Tabela 5.5 do Anexo C. As diferenças entre as potências contratadas e os preços reais e simulados podem ser observadas na Figura 4.14 e na Figura 4.15 respectivamente.

Em relação à potência contratada, a maior diferença registada foi de 350,2 MW na hora de programação 17. A menor diferença foi de 0,0 MW nas horas de programação 0, 8 e 9. Pode-se observar que neste dia, as diferenças entre os valores simulados e os reais são muito pequenas, o que significa uma grande proximidade com o que aconteceu realmente no mercado diário.

Em relação ao preço de mercado, a maior diferença registada foi de 5,42 €/MWh na hora de programação 23. A menor diferença foi de 0,73 €/MWh na hora de programação 9, ou seja, neste horário o preço simulado foi muito semelhante ao preço de mercado observado.

Ao analisar as imagens apresentadas para este dia, observa-se que a evolução dos gráficos é quase idêntica. Isto significa, que os valores simulados se assemelham muito aos valores reais observados, representando uma simulação de alto sucesso.

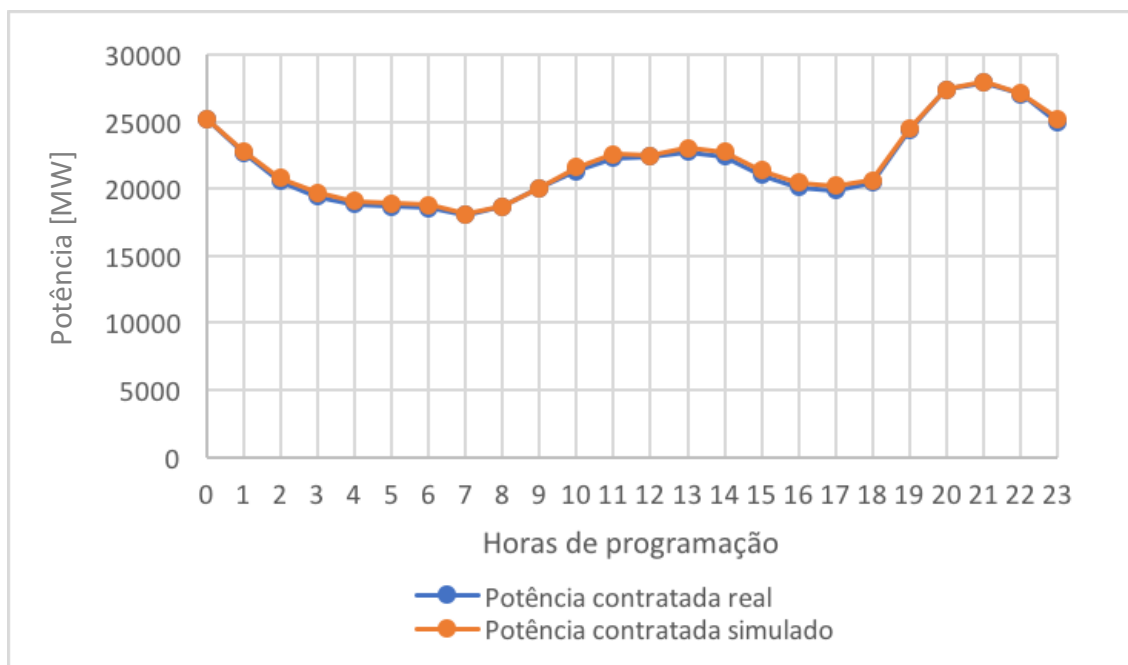


Figura 4.14 - Potência contratada real e simulada para o Dia 5 em função da hora de programação

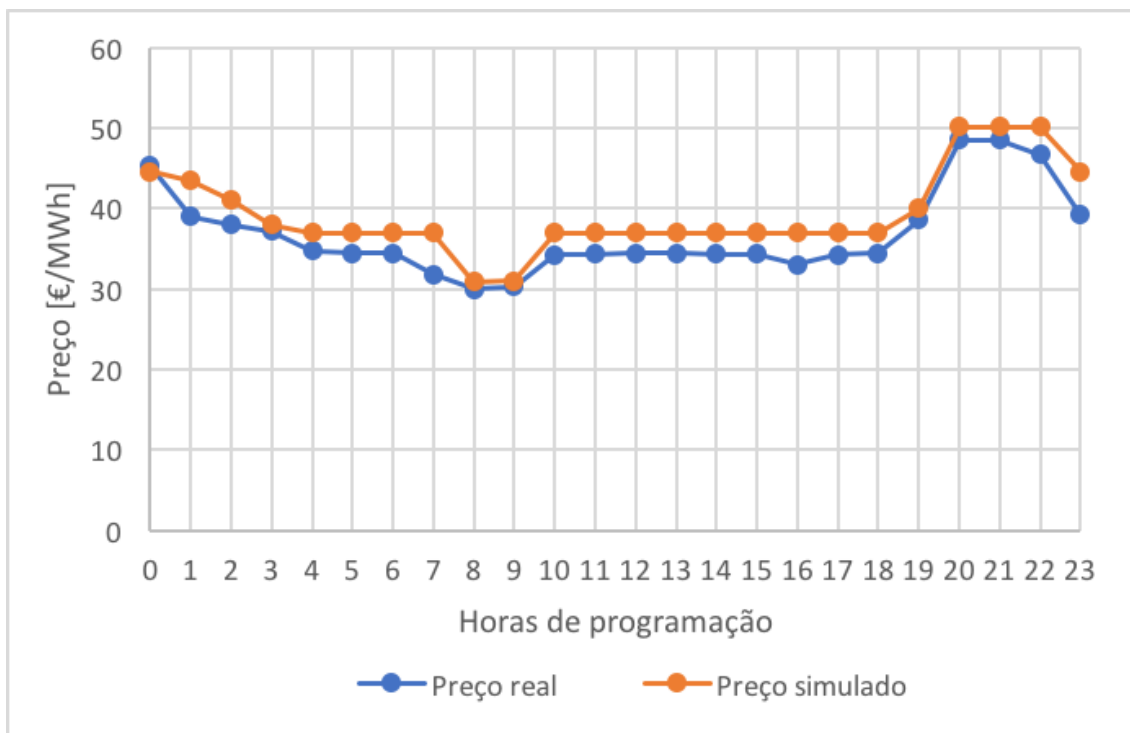


Figura 4.15 - Preço real e simulado para o Dia 5 em função da hora de programação

Dia 6

Os resultados simulados e reais do mercado diário para o Dia 6, apresentam-se na Tabela 5.6 do Anexo C. Os gráficos representantes das diferenças entre as potências contratadas e preços reais e simulados encontram-se na Figura 4.17 e na Figura 4.16.

Em relação à potência contratada, a maior diferença registada foi de 3926,3 MW na hora de programação 15. A menor diferença foi de 7,5 MW na hora de programação 8. Ao observar os gráficos, verifica-se mais uma vez que os valores simulados estão próximos dos valores reais de mercado.

Em relação ao preço de mercado, a maior diferença registada foi de 8,83 €/MWh na hora de programação 0. A menor diferença foi de 0,33 €/MWh na hora de programação 17, ou seja, neste horário o preço simulado foi muito semelhante ao preço de mercado observado.

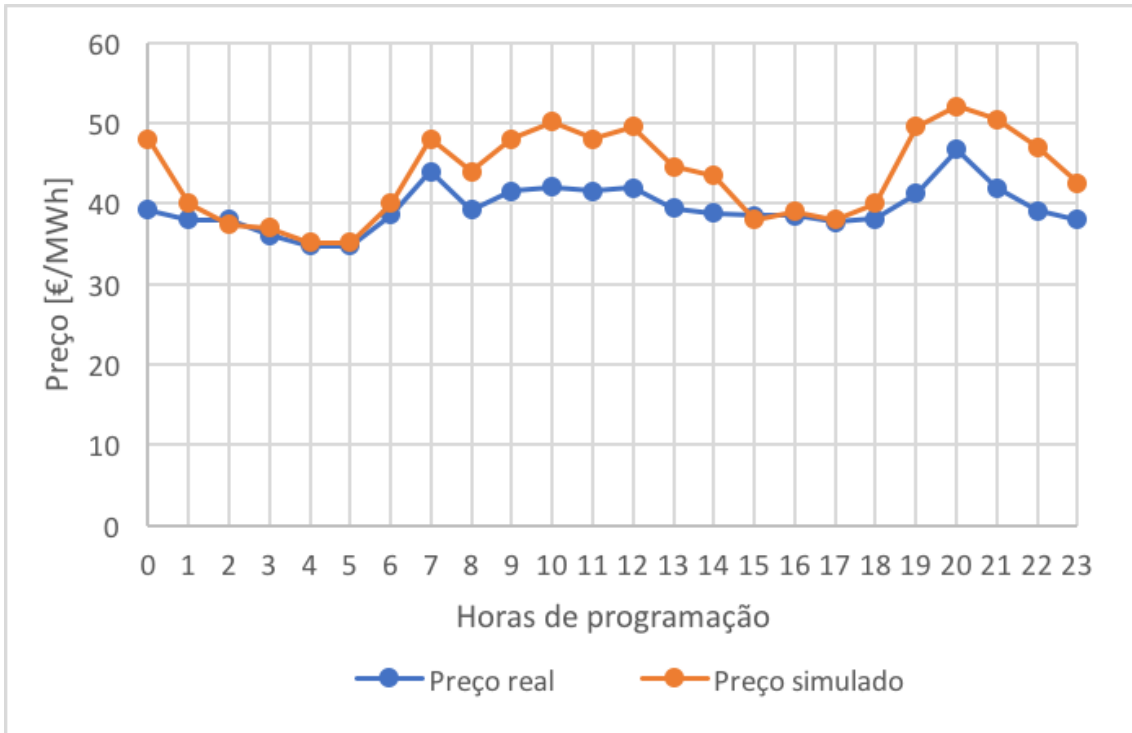


Figura 4.17 - Preço real e simulado para o Dia 6 em função da hora de programação

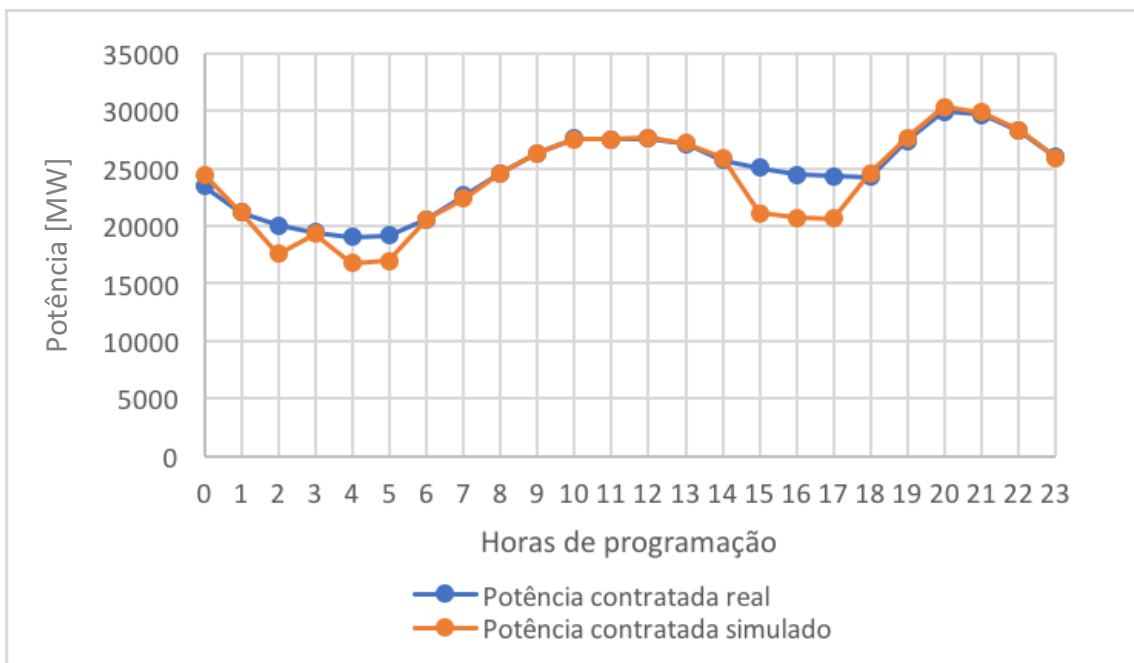


Figura 4.16 - Potência contratada real e simulada para o Dia 6 em função da hora de programação

Dia 7

Os resultados simulados e reais do mercado diário para o Dia 7, apresentam-se na Tabela 5.7 do Anexo C. Os gráficos representantes das diferenças entre as potências contratadas e preços reais e simulados encontram-se na Figura 4.18 e na Figura 4.19.

Em relação à potência contratada, a maior diferença registada foi de 2866,2 MW na hora de programação 1. A menor diferença foi de 0,0 MW nas horas de programação 2, 3, 4, 5 e 23, ou seja, nestas horas a potência contratada simulada foi exatamente igual à potência negociada no mercado real. Observa-se mais uma vez que os valores simulados se encontram muito idênticos aos valores de mercado reais.

Em relação ao preço de mercado, a maior diferença registada foi de 12 €/MWh na hora de programação 0. A menor diferença foi de 0,01 €/MWh na hora de programação 6, ou seja, neste horário o preço simulado foi praticamente idêntico ao preço de mercado real.

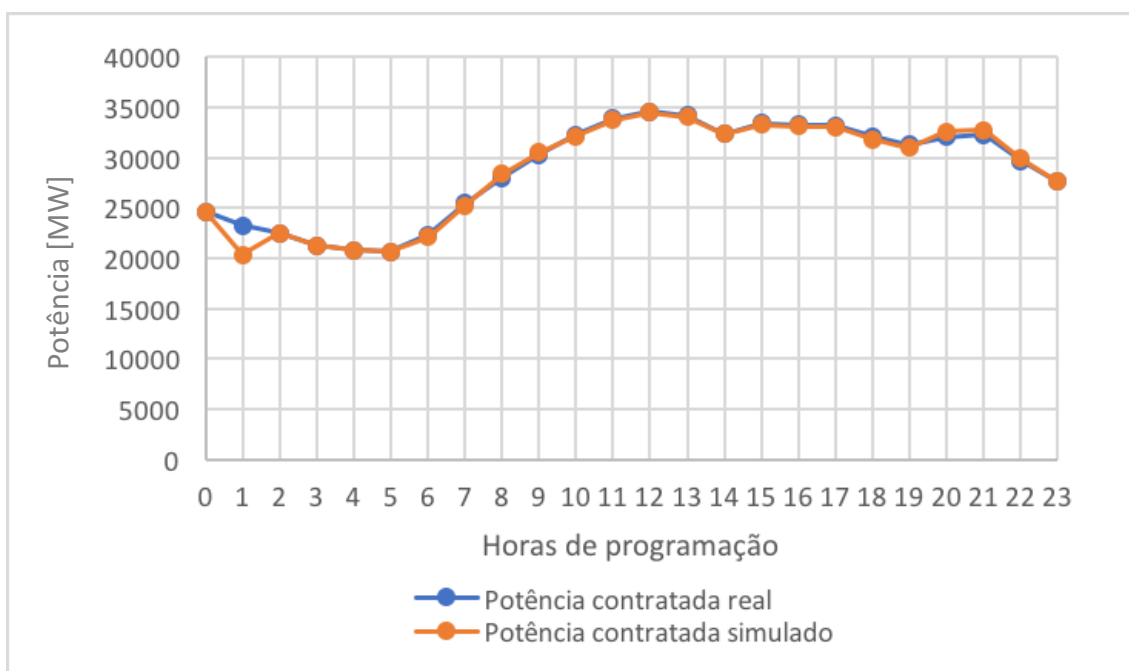


Figura 4.18 - Potência contratada real e simulada para o Dia 7 em função da hora de programação

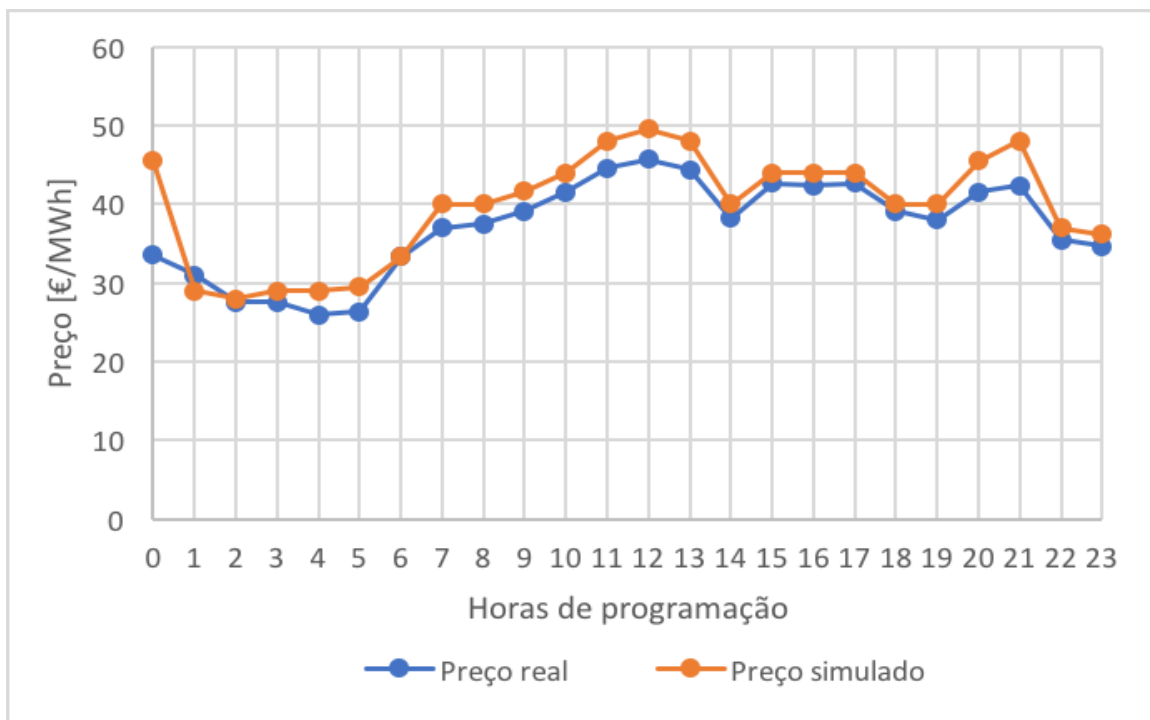


Figura 4.19 - Preço real e simulado para o Dia 7 em função da hora de programação

4.5.3 Simulação do Mercado de Reserva Secundária

Unidades Físicas participantes

O presente caso de estudo não contempla a participação dos agentes produtores eólicos no mercado de reserva secundária, já que esta tem uma complexidade maior que a reserva terciária, onde os agentes produtores oferecem uma banda de regulação a subir e a descer. As unidades físicas que participam neste mercado encontram-se discriminadas na Tabela 4.4.

Tabela 4.4 – Unidades físicas participantes no mercado de reserva secundária

Unidades físicas - Secundária			
Reserva Secundária	País	Tipo	Cap máx [MW]
AGUIEI	PT	Hídrica	200
ALINDO	PT	Hídrica	530

ALQUEII	PT	Hídrica	254
ARABAGB	PT	Bombagem	250
BEMPOS	PT	Hídrica	938
BASBMB	PT	Hídrica	759
FRADESB	PT	Bombagem	619
PJUGAIS	PT	Hídrica	390
SINES1	PT	Térmica	424
SINES2	PT	Térmica	295

Dia 1

As necessidades de banda de reserva secundária no Sistema Energético Nacional são calculadas segundo a expressão (4.1). Estas necessidades, assim como os valores de pico máximo de consumo previsto, encontram-se discriminados na Tabela 5.8 do Anexo C.

A Figura 5.2 do Anexo C apresenta o *output* do simulador, após a simulação do mercado de reserva secundária. Aqui estão discriminadas as bandas de reserva secundária casada, a descer e a subir, e o seu respetivo preço simulado para o Dia 1. Por outras palavras, estão apresentadas as necessidades simuladas, para descer e para baixar, satisfeitas pelo mercado de reserva secundária e o seu preço marginal.

Dia 2

As necessidades de banda de reserva secundária do SEN, assim como os valores de pico máximo de consumo previsto para o Dia 2, encontram-se discriminados na Tabela 5.9 do Anexo C. A Figura 5.1 apresenta o *output* do simulador, isto é, o resultado simulado do mercado de reserva secundária para o Dia 2. Aqui estão discriminadas as bandas de reserva secundária casada, a descer e a subir, e o seu respetivo preço simulado.

Dia 3

As necessidades de banda de reserva secundária do SEN para o Dia 3, assim como os valores de pico máximo de consumo previsto, encontram-se discriminados na Tabela 5.10 do Anexo C. A Figura 5.3 apresenta o *output* do simulador, após a simulação do mercado de reserva secundária para o Dia 3. Aqui estão discriminadas as bandas de reserva secundária casada, a descer e a subir, e o seu respetivo preço simulado.

Dia 4

As necessidades de banda de reserva secundária do SEN para o Dia 4, assim como os valores de pico máximo de consumo previsto, encontram-se discriminados na Tabela 5.11. A Figura 5.4 apresenta o resultado simulado do mercado de reserva secundária para o Dia 4. Aqui estão discriminadas as bandas de reserva secundária casada, a descer e a subir, e o seu respetivo preço simulado.

Dia 5

As necessidades de banda de reserva secundária do SEN para o Dia 5, assim como os valores de pico máximo de consumo previsto, encontram-se discriminados na Tabela 5.12. A Figura 5.6 apresenta o *output* do simulador, após a simulação do mercado de reserva secundária para o Dia 5. Aqui estão discriminadas as bandas de reserva secundária casada, a descer e a subir, e o seu respetivo preço simulado.

Dia 6

As necessidades de banda de reserva secundária do SEN para o Dia 6, assim como os valores de pico máximo de consumo previsto, encontram-se discriminados na Tabela 5.13. A Figura 5.5 apresenta o *output* do simulador, após a simulação do mercado de reserva secundária para o Dia 6. Aqui estão discriminadas as bandas de reserva secundária casada, a descer e a subir, e o seu respetivo preço simulado.

Dia 7

As necessidades de banda de reserva secundária do SEN para o Dia 7, assim como os valores de pico máximo de consumo previsto, encontram-se discriminados na Tabela 5.14. A Figura 5.7 apresenta o *output* do simulador, após a simulação do mercado de reserva secundária para o Dia 7. Aqui estão discriminadas as bandas de reserva secundária casada, a descer e a subir, e o seu respetivo preço simulado.

4.5.4 Simulação do Mercado de Reserva Terciária

Unidades Físicas Participantes

No presente Caso A, só os agentes produtores tradicionais é que participam no mercado de reserva terciária. Isto corresponde ao cenário assistido atualmente em Portugal. As unidades participantes encontram-se discriminadas na Tabela 4.5.

Tabela 4.5 - Unidades físicas participantes no mercado de reserva terciária

Unidades físicas - Terciária			
Reserva Terciária	País	Tipo	Cap máx [MW]
BASBJ	PT	Hídrica	406
BASBM	PT	Hídrica	156
LARES1	PT	Térmica	435
LARES2	PT	Térmica	435
PEGO3	PT	Térmica	418
PEGO4	PT	Térmica	418
RIBATE1	PT	Térmica	392
RIBATE2	PT	Térmica	392
RIBATE3	PT	Térmica	392
PEGO1	PT	Térmica	488
PEGO2	PT	Térmica	488
SINES3	PT	Térmica	424
SINES4	PT	Térmica	295

Desvios

Tal como já foi referido, os desvios do sistema energético em Portugal, implementados no MATREM, são compostos pelos desvios entre produção/consumo total e previsão/produção de energia eólica. As necessidades do sistema para subir e para baixar são então calculadas através da soma entre estes dois tipos de desvios. Deste modo, a energia elétrica transacionada no mercado de reserva secundária e terciária, em conjunto, tem de satisfazer estas necessidades para que estes mercados atinjam o seu objetivo final – repor frequência da rede após um desvio da mesma.

Dia 1

A tabela *Up Regulation Offers* da Figura 4.20 mostra as ofertas realizadas para cada unidade física, onde são apresentadas as ofertas de reserva para subir e o preço ordenado de forma decrescente. Neste caso, as ofertas apresentadas são apenas para a hora de programação 0. A tabela *Up Market Result* da mesma Figura 4.20, apresenta o resultado do casamento de todas as ofertas de regulação terciária a subir mobilizada de acordo com as

bandas de reserva secundária previamente assignadas para o Dia 1. A mesma leitura pode ser feita para a Figura 4.21, mas com as ofertas de regulação e resultado de mercado simulado a descer.

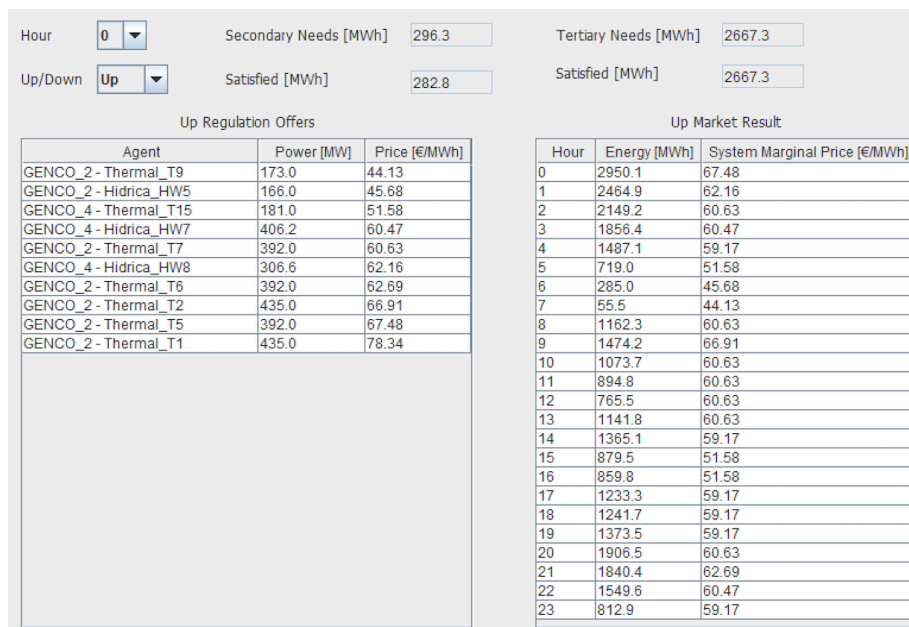


Figura 4.20 - Resultado simulado da reserva terciária a subir do Caso A para o Dia 1, para cada hora de programação

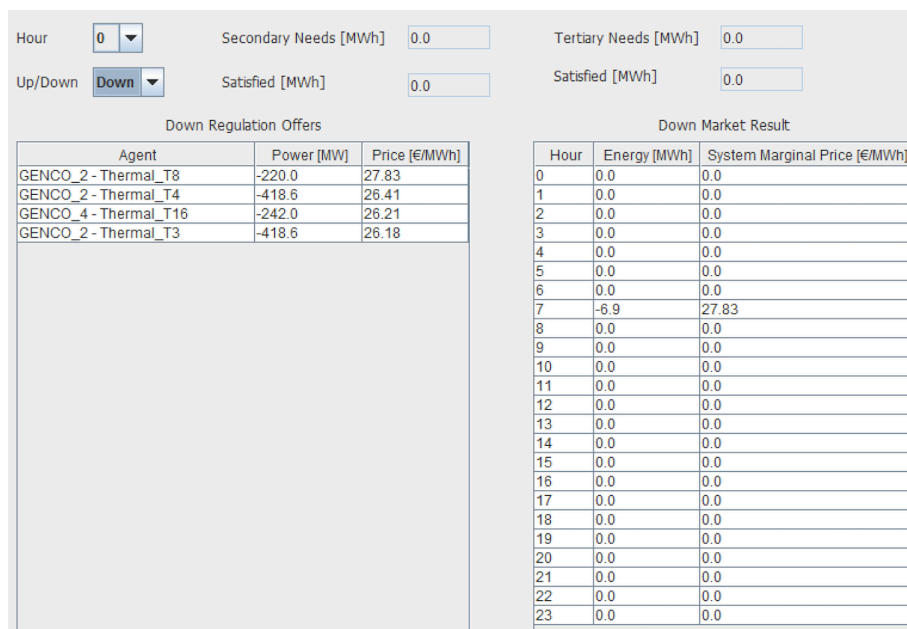


Figura 4.21 - Resultado simulado da reserva terciária a descer do Caso A para o Dia 1, para cada hora de programação

Como o objetivo da dissertação é realizar uma análise dos diferentes cenários de remuneração dos produtores eólicos, nos restantes dias apenas serão apresentadas as tabelas com o resultado de mercado a descer e a subir. Os preços da reserva terciária são relevantes, pois irão ser utilizados para o cálculo do cenário de remuneração de mercado com penalizações/compensações pelos preços da reserva terciária.

Dia 2

A tabela *Up Market Result* e o *Down Market Result* da Figura 4.22 apresentam o resultado do casamento de todas as ofertas de regulação terciária a subir e a descer, respetivamente, mobilizadas de acordo com as bandas de reserva secundária previamente assignadas para o Dia 2.

Up Market Result			Down Market Result		
Hour	Energy [MWh]	System Marginal Price [€/MWh]	Hour	Energy [MWh]	System Marginal Price [€/MWh]
0	1400.8	59.89	0	0.0	0.0
1	1448.2	52.64	1	0.0	0.0
2	1951.7	59.78	2	0.0	0.0
3	1634.9	56.89	3	0.0	0.0
4	2049.5	59.78	4	0.0	0.0
5	1466.3	52.64	5	0.0	0.0
6	1097.9	52.64	6	0.0	0.0
7	1924.7	66.82	7	0.0	0.0
8	2606.3	67.36	8	0.0	0.0
9	1882.4	67.03	9	0.0	0.0
10	2177.2	67.36	10	0.0	0.0
11	2310.6	70.33	11	0.0	0.0
12	1835.0	70.33	12	0.0	0.0
13	2018.2	66.82	13	0.0	0.0
14	2212.9	66.82	14	0.0	0.0
15	2190.0	59.89	15	0.0	0.0
16	2416.1	66.82	16	0.0	0.0
17	2336.4	66.82	17	0.0	0.0
18	2202.7	59.78	18	0.0	0.0
19	2659.0	59.89	19	0.0	0.0
20	2719.4	67.36	20	0.0	0.0
21	3219.5	75.22	21	0.0	0.0
22	2780.1	67.36	22	0.0	0.0
23	1970.4	66.82	23	0.0	0.0

Figura 4.22 - Resultado simulado da reserva terciária a subir e a descer do Caso A para o Dia 2, para cada hora de programação

Dia 3

A tabela *Up Market Result* e o *Down Market Result* da Figura 4.23 apresentam o resultado do casamento de todas as ofertas de regulação terciária a subir e a descer, respetivamente, mobilizadas de acordo com as bandas de reserva secundária previamente assignadas para o Dia 3.

Up Market Result			Down Market Result		
Hour	Energy [MWh]	System Marginal Price [€/MWh]	Hour	Energy [MWh]	System Marginal Price [€/MWh]
0	683.3	55.35	0	0.0	0.0
1	426.5	44.49	1	0.0	0.0
2	1513.8	55.35	2	0.0	0.0
3	1870.8	55.45	3	0.0	0.0
4	1144.3	50.09	4	0.0	0.0
5	37.4	41.82	5	0.0	0.0
6	11.1	41.82	6	0.0	0.0
7	245.4	55.45	7	-42.1	37.99
8	1009.9	60.34	8	0.0	0.0
9	1182.4	60.34	9	0.0	0.0
10	1354.6	71.46	10	0.0	0.0
11	1165.2	60.34	11	0.0	0.0
12	918.5	59.95	12	0.0	0.0
13	1429.8	62.28	13	0.0	0.0
14	2047.3	60.34	14	0.0	0.0
15	1464.0	59.95	15	0.0	0.0
16	820.1	55.45	16	0.0	0.0
17	475.1	59.15	17	0.0	0.0
18	321.1	50.07	18	0.0	0.0
19	533.8	59.15	19	0.0	0.0
20	0.0	0.0	20	-483.2	39.45
21	178.2	44.49	21	-53.7	43.92
22	1019.1	60.34	22	0.0	0.0
23	328.3	55.45	23	0.0	0.0

Figura 4.23 - Resultado simulado da reserva terciária a subir e a descer do Caso A para o Dia 3, para cada hora de programação

Dia 4

A tabela *Up Market Result* e o *Down Market Result* da Figura 4.24 apresentam o resultado do casamento de todas ofertas de regulação terciária a subir e a descer, respetivamente, mobilizadas de acordo com as bandas de reserva secundária previamente assignadas para o Dia 4.

Up Market Result			Down Market Result		
Hour	Energy [MWh]	System Marginal Price [€/MWh]	Hour	Energy [MWh]	System Marginal Price [€/MWh]
0	1536.5	64.97	0	0.0	0.0
1	1700.8	63.26	1	0.0	0.0
2	1874.8	63.26	2	0.0	0.0
3	2129.9	61.62	3	0.0	0.0
4	2333.5	63.26	4	0.0	0.0
5	2456.8	63.26	5	0.0	0.0
6	2499.0	63.26	6	0.0	0.0
7	2419.8	63.26	7	0.0	0.0
8	2231.2	61.62	8	0.0	0.0
9	2362.1	63.26	9	0.0	0.0
10	2551.6	66.47	10	0.0	0.0
11	2441.0	64.97	11	0.0	0.0
12	2037.5	61.62	12	0.0	0.0
13	2068.0	61.62	13	0.0	0.0
14	2732.4	64.97	14	0.0	0.0
15	2828.4	64.97	15	0.0	0.0
16	2394.6	63.26	16	0.0	0.0
17	2241.3	61.62	17	0.0	0.0
18	2411.6	63.26	18	0.0	0.0
19	1840.9	56.95	19	0.0	0.0
20	1749.4	61.62	20	0.0	0.0
21	1536.3	66.47	21	0.0	0.0
22	1051.6	61.62	22	0.0	0.0
23	1204.9	61.62	23	0.0	0.0

Figura 4.24 - Resultado simulado da reserva terciária a subir e a descer do Caso A para o Dia 4, para cada hora de programação

Dia 5

A tabela *Up Market Result* e o *Down Market Result* da Figura 4.25 apresentam o resultado do casamento de todas ofertas de regulação terciária a subir e a descer, respetivamente, mobilizadas de acordo com as bandas de reserva secundária previamente assignadas para o Dia 5.

Up Market Result			Down Market Result		
Hour	Energy [MWh]	System Marginal Price [€/MWh]	Hour	Energy [MWh]	System Marginal Price [€/MWh]
0	103.0	52.4	0	-23.0	34.53
1	1047.7	58.5	1	0.0	0.0
2	1482.1	60.37	2	0.0	0.0
3	1481.4	58.5	3	0.0	0.0
4	1477.1	58.1	4	0.0	0.0
5	1792.8	58.5	5	0.0	0.0
6	1988.8	60.37	6	0.0	0.0
7	2411.0	60.37	7	0.0	0.0
8	2451.1	60.37	8	0.0	0.0
9	2466.9	60.37	9	0.0	0.0
10	2035.9	60.37	10	0.0	0.0
11	2209.9	60.37	11	0.0	0.0
12	1704.8	58.1	12	0.0	0.0
13	1075.2	56.51	13	0.0	0.0
14	1572.5	58.5	14	0.0	0.0
15	1819.4	58.5	15	0.0	0.0
16	1454.7	58.1	16	0.0	0.0
17	818.2	53.36	17	0.0	0.0
18	449.5	51.46	18	0.0	0.0
19	709.5	58.1	19	0.0	0.0
20	0.0	0.0	20	-462.0	34.53
21	0.0	0.0	21	-562.6	34.52
22	0.0	0.0	22	-351.3	34.53
23	20.4	52.4	23	-140.1	34.53

Figura 4.25 - Resultado simulado da reserva terciária a subir e a descer do Caso A para o Dia 5, para cada hora de programação

Dia 6

A tabela *Up Market Result* e o *Down Market Result* da Figura 4.26 apresentam o resultado do casamento de todas ofertas de regulação terciária a subir e a descer, respetivamente, mobilizadas de acordo com as bandas de reserva secundária previamente assignadas para o Dia 6.

Up Market Result			Down Market Result		
Hour	Energy [MWh]	System Marginal Price [€/MWh]	Hour	Energy [MWh]	System Marginal Price [€/MWh]
0	449.5	56.08	0	0.0	0.0
1	1319.5	60.09	1	0.0	0.0
2	1129.7	56.08	2	0.0	0.0
3	1487.3	56.08	3	0.0	0.0
4	1733.4	56.08	4	0.0	0.0
5	1069.3	52.83	5	0.0	0.0
6	879.0	56.08	6	0.0	0.0
7	323.7	54.17	7	0.0	0.0
8	1739.7	67.8	8	0.0	0.0
9	1289.6	66.73	9	0.0	0.0
10	1332.0	66.73	10	0.0	0.0
11	1470.3	67.8	11	0.0	0.0
12	644.0	56.08	12	0.0	0.0
13	1235.8	66.73	13	0.0	0.0
14	1806.3	66.73	14	0.0	0.0
15	1429.6	60.09	15	0.0	0.0
16	1266.3	60.09	16	0.0	0.0
17	756.3	54.17	17	0.0	0.0
18	582.4	54.17	18	0.0	0.0
19	1113.5	66.73	19	0.0	0.0
20	219.7	54.17	20	0.0	0.0
21	395.1	56.08	21	0.0	0.0
22	527.9	56.08	22	0.0	0.0
23	344.2	52.83	23	0.0	0.0

Figura 4.26 - Resultado simulado da reserva terciária a subir e a descer do Caso Apara o Dia 6, para cada hora de programação

Dia 7

A tabela *Up Market Result* e o *Down Market Result* da Figura 4.27 apresentam o resultado do casamento de todas ofertas de regulação terciária a subir e a descer, respetivamente, mobilizadas de acordo com as bandas de reserva secundária previamente assignadas para o Dia 7.

Up Market Result			Down Market Result		
Hour	Energy [MWh]	System Marginal Price [€/MWh]	Hour	Energy [MWh]	System Marginal Price [€/MWh]
0	2565.8	69.13	0	0.0	0.0
1	2343.9	61.29	1	0.0	0.0
2	2109.0	59.69	2	0.0	0.0
3	2232.9	59.69	3	0.0	0.0
4	2022.2	59.69	4	0.0	0.0
5	2060.0	59.69	5	0.0	0.0
6	924.1	50.49	6	0.0	0.0
7	822.1	50.49	7	0.0	0.0
8	1491.5	61.29	8	0.0	0.0
9	1645.9	61.29	9	0.0	0.0
10	1200.3	61.29	10	0.0	0.0
11	1277.8	61.29	11	0.0	0.0
12	740.2	59.69	12	0.0	0.0
13	1241.5	61.29	13	0.0	0.0
14	1390.4	59.69	14	0.0	0.0
15	909.8	59.69	15	0.0	0.0
16	393.6	51.48	16	0.0	0.0
17	162.2	41.47	17	0.0	0.0
18	207.5	47.13	18	-134.8	29.32
19	476.3	47.13	19	0.0	0.0
20	1549.8	67.27	20	0.0	0.0
21	2159.1	67.46	21	0.0	0.0
22	1977.2	61.29	22	0.0	0.0
23	1865.9	53.33	23	0.0	0.0

Figura 4.27 - Resultado simulado da reserva terciária a subir e a descer do Caso A para o Dia 7, para cada hora de programação

4.5.5 Cenário 1: Remuneração de mercado com penalizações/compensações pela valorização dos desvios

Neste cenário de remuneração, os produtores eólicos são pagos ao preço de mercado pela sua previsão de produção de energia eólica. São ainda penalizados ou compensados consoante a produção observada estiver por defeito ou excesso, respetivamente. Isto significa que, o produtor vai ser penalizado ou compensando pela valorização dos seus desvios entre previsão e produção observada. Este tipo de remuneração é uma possível alternativa às tarifas bonificadas aplicadas atualmente, perante o fim iminente das mesmas. Pode-se traduzir na seguinte equação:

$$\sum_{i=0}^{23} PEP_i \times PM_i + PP_d \times D_d + PC_e \times D_e \quad (4.1)$$

Sendo,

PEP_i – Produção eólica prevista em Portugal em função da hora de programação [MWh];

PM_i – Preço de mercado, em função da hora de programação [€/MWh];

PP_d – Preço de penalização por defeito, em função da hora de programação [€/MWh];

D_d – Desvio por defeito, em função da hora de programação [€/MWh];

PC_e – Preço de compensação por excesso, em função da hora de programação [€/MWh];

D_e – Desvio por excesso, em função da hora de programação [€/MWh];

A valorização dos desvios utilizada para o cálculo da remuneração pode ser verificada no Anexo A.

Após a aplicação da equação (4.1), com os preços de mercado simulados para o mercado diário e os preços dos desvios por excesso e por defeito, foram obtidas as remunerações para cada dia e a remuneração representativa total, tendo em conta a distribuição estatística de cada dia. Os resultados encontram-se discriminados na Tabela 4.6.

Tabela 4.6 – Resultado do cenário de remuneração 1 para os sete dias significativos do Caso A

Dia	Remuneração em €	Remuneração em €/MWh
1	745952,64	35,79
2	1661749,22	34,75
3	1316351,18	38,20
4	924427,04	32,61
5	413754,29	34,53
6	487750,09	35,99
7	129061,98	29,12
Remuneração representativa:	34,22 €/MWh	

4.5.6 Cenário 2: Remuneração de mercado com penalizações/compensações pelos preços da reserva terciária

Este cenário de remuneração é muito semelhante ao anterior, mas o preço de penalização ou compensação aplicado é o preço obtido na simulação do mercado de reserva terciária a subir e a descer, respetivamente. Estes preços encontram-se no capítulo Simulação do Mercado de Reserva Terciária. No caso de não existir preço para uma hora de programação, o preço aplicado nessa hora continuará a ser o preço de valorização média de resolução dos desvios. A Tabela 4.7 mostra as remunerações dos produtores eólicos quando aplicado este cenário.

Tabela 4.7 - Resultado do cenário de remuneração 2 para os sete dias significativos do Caso A

Dia	Remuneração em €	Remuneração em €/MWh
1	1003295,99	48,14
2	1853310,84	38,75
3	1521575,17	44,16
4	1052067,26	37,11
5	508668,4901	42,45
6	617996,21	45,60
7	244258,23	55,11
Remuneração representativa:	43,55 €/MWh	

Pode-se observar que, para as mesmas condições, a remuneração representativa deste cenário é significativamente mais elevada que remuneração do cenário anterior.

4.6 Caso B – Ofertas Agregadas

4.6.1 Dados de entrada

Neste cenário é aplicada a estratégia de licitação de *forecast* agregado, onde as ofertas de todos os parques disponíveis são agregadas por região espacial das turbinas eólicas. Com esta previsão de maior dispersão geográfica, é esperada uma diminuição dos desvios entre previsão e consumo em relação ao Caso A. Em consequência, a remuneração dos produtores tenderá a ser maior, pois quanto menores forem os desvios, menores serão as penalizações a aplicar.

4.6.2 Simulação do Mercado Diário

Unidades Físicas Participantes

Participam no mercado diário todas as unidades físicas apresentadas na Tabela 4.3.

Dia 1

Os resultados do mercado diário para o Dia 1, tanto simulados como reais, encontram-se enumerados na Tabela 5.15 do Anexo D. Como os valores de potência contratada são muito idênticos aos do Caso A, não serão representados nos gráficos deste capítulo. Na Figura 4.28 pode-se observar a evolução dos preços simulados e reais

Em relação à potência contratada, a maior diferença registada foi de 2504,2 MW na hora de programação 21. A menor diferença foi de 356,5 MW na hora de programação 0. De uma maneira geral, a potência simulada encontra-se muito próxima da potência real.

Em relação ao preço de mercado, a maior diferença registada foi de 12,5 €/MWh na hora de programação 3. A menor diferença foi de 5 €/MWh na hora de programação 16.

As diferenças de preço em relação ao cenário anterior são ténues, mas verificaram-se nas horas de programação 2, 3, 4, 9, 10, 11, 13, 14, 15, 16, 17, 20 e 23. As diferenças de potência contratada são quase nulas.

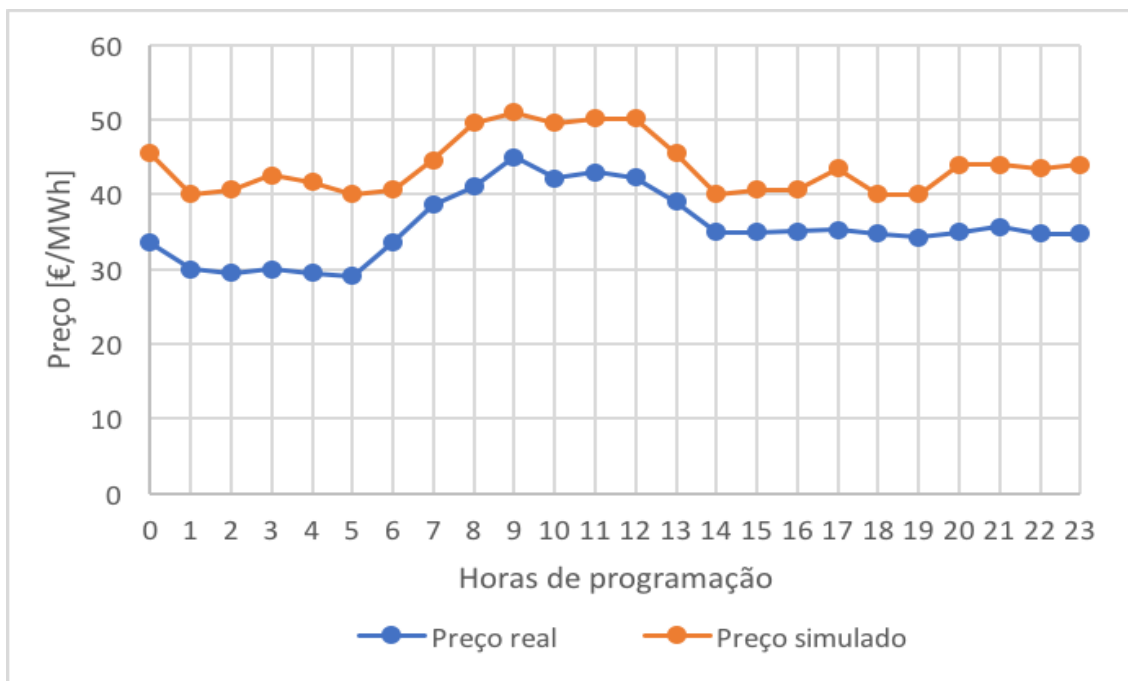


Figura 4.28 – Preço real e simulado para o Dia 1 em função da hora de programação

Dia 2

Os resultados do mercado diário para o Dia 2, tanto simulados como reais, podem ser verificados na Tabela 5.16. A Figura 4.29 apresenta as diferenças entre os preços reais e simulados.

Em relação à potência contratada, a maior diferença registada foi de 3085,4 MW na hora de programação 12. A menor diferença foi de 0,1 MW na hora de programação 0.

Em relação ao preço de mercado, a maior diferença registada foi de 10,3 €/MWh na hora de programação 12. A menor diferença foi de 0 €/MWh nas horas de programação 1, 18 e 19, ou seja, neste horário o preço simulado foi igual ao preço de mercado real. Ao comparar com o cenário anterior, observa-se que os preços de mercado simulados melhoraram, ou seja, são mais próximos dos preços reais.

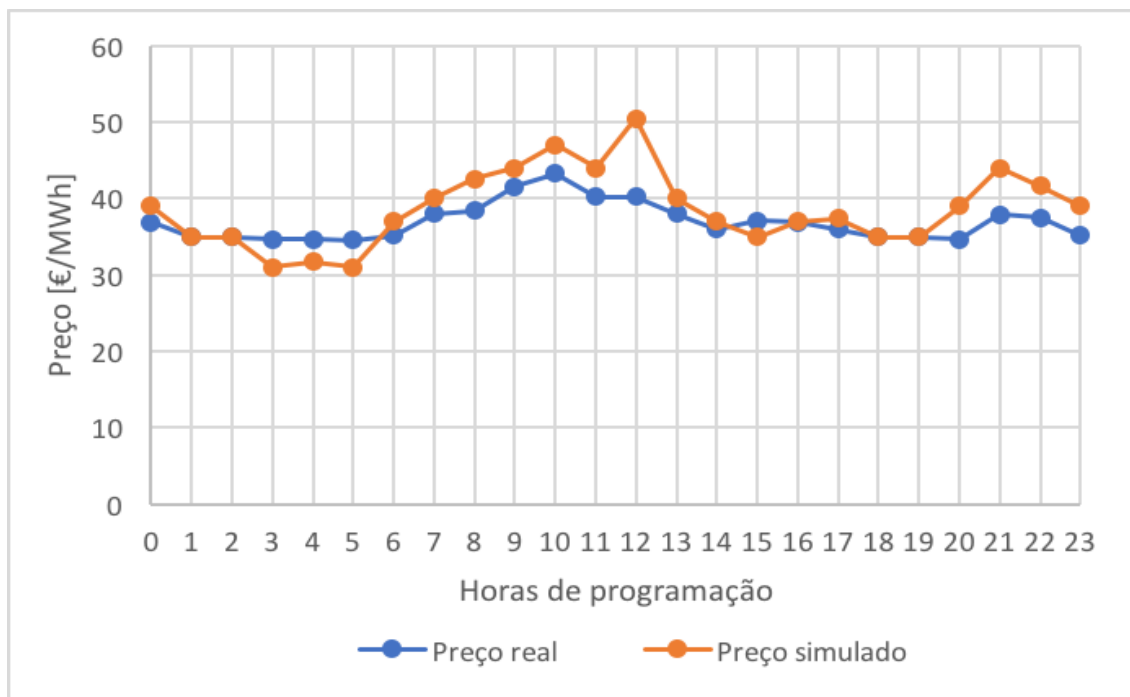


Figura 4.29 - Preço real e simulado para o Dia 2 em função da hora de programação

As diferenças de preço em relação ao cenário anterior podem ser verificadas no horário de programação 0, 1, 2, 4, 7, 8, 9, 10, 12, 13, 14, 15, 22 e 23.

Dia 3

Os resultados do mercado diário para o Dia 3, tanto simulados como reais, podem ser verificados na Tabela 5.17. A Figura 4.30 demonstra as diferenças entre os preços reais e simulados.

Em relação à potência contratada, a maior diferença registada foi de 6024,6 MW na hora de programação 21. A menor diferença foi de 0,0 MW na hora de programação 0. De uma maneira geral, a potência contratada simulada é semelhante aos valores reais.

Em relação ao preço de mercado, a maior diferença registada foi de 10,1 €/MWh na hora de programação 12. A menor diferença foi de 0,01 €/MWh nas horas de programação 3, 4 e 5, ou seja, neste horário o preço simulado foi quase idêntico ao preço de mercado real.

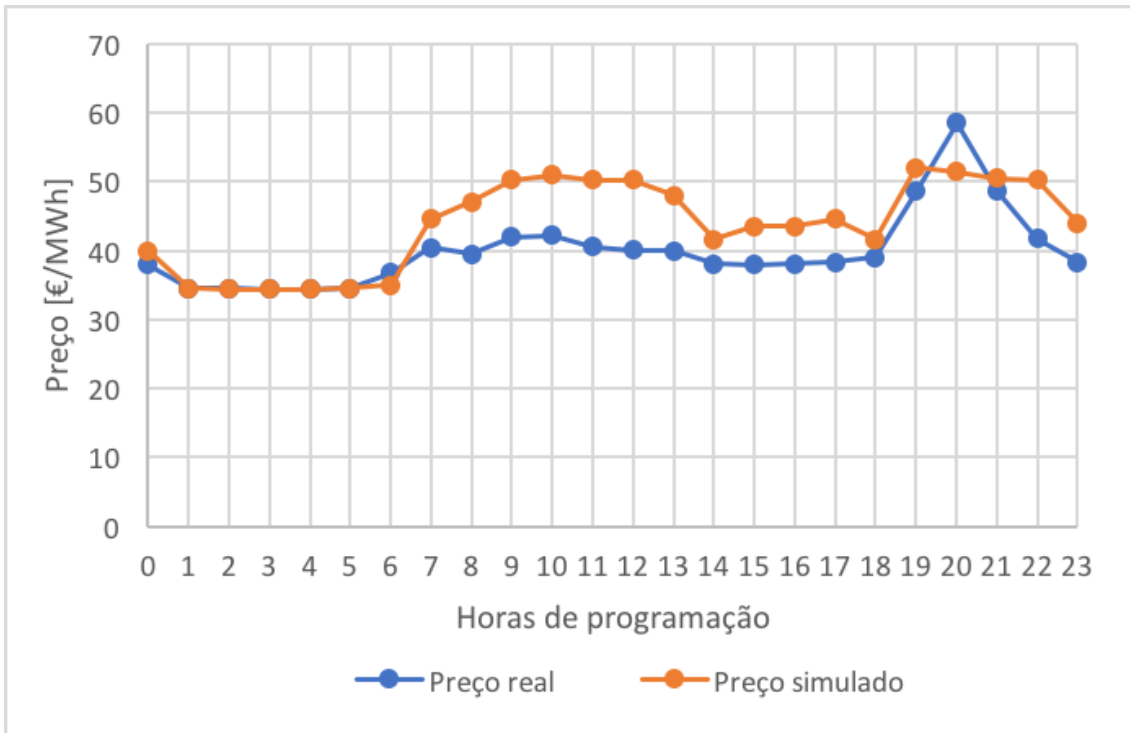


Figura 4.30 - Preço real e simulado para o Dia 3 em função da hora de programação

As diferenças de preço em relação ao cenário anterior são pouco acentuadas. No entanto, podem ser verificadas no horário de programação 0, 1, 13, 14, 18, 19 e 20. No que respeita os valores de potência contratada, há uma variação quase nula em relação ao caso anterior.

Dia 4

Os resultados do mercado diário para o Dia 4, tanto simulados como reais, podem ser verificados na Tabela 5.18. As diferenças entre os preços reais e simulados podem ser observadas na Figura 4.31.

Em relação à potência contratada, a maior diferença registada foi de 1747,1 MW na hora de programação 19. A menor diferença foi de 1,4 MW na hora de programação 0. De uma maneira geral, a potência contratada simulada encontra-se muito próxima da potência contratada real para o dia 4.

Em relação ao preço de mercado, a maior diferença registada foi de 5,75 €/MWh na hora de programação 17. A menor diferença foi de 0,05 €/MWh na hora de programação 20, ou seja, neste horário o preço simulado foi quase idêntico ao preço de mercado real.

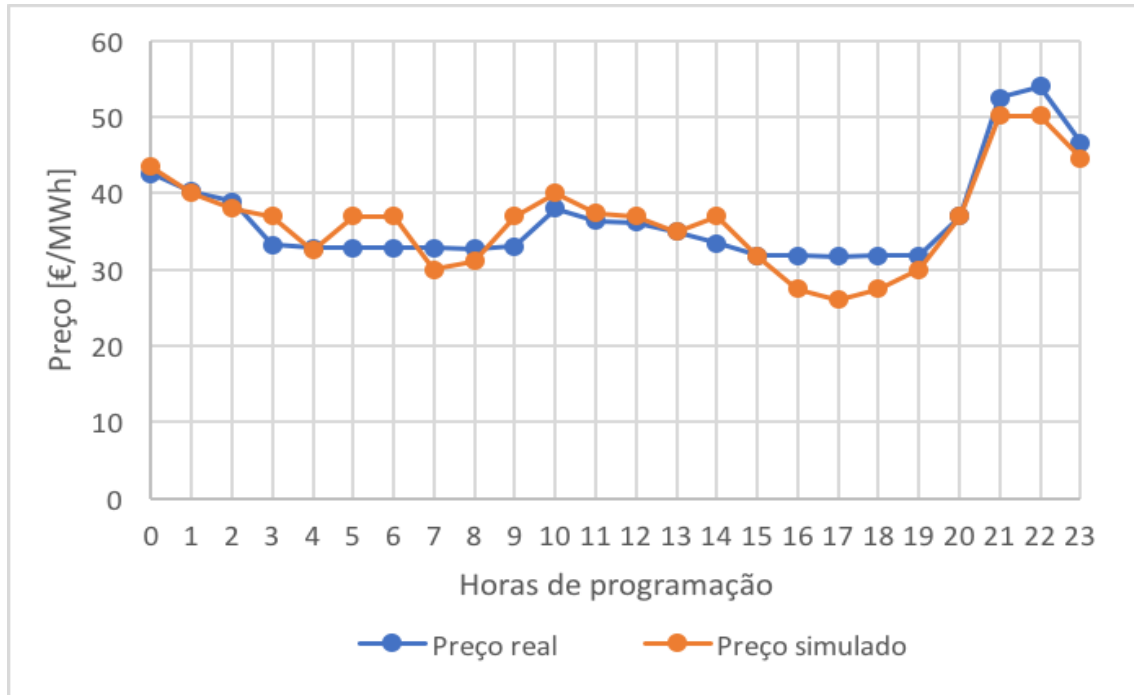


Figura 4.31 - Preço real e simulado para o Dia 4 em função da hora de programação

As diferenças de preço em relação ao cenário anterior são ténues, porém observam-se no horário de programação 4, 5, 6, 10, 11, 14, 20, 21 e 23. No que respeita os valores de potência contratada, há uma variação quase nula em relação ao caso anterior.

Dia 5

Os resultados do mercado diário para o Dia 5, tanto simulados como reais, podem ser observados na Tabela 5.19. As diferenças entre os preços reais e simulados podem ser observadas na Figura 4.32.

Em relação à potência contratada, a maior diferença registada foi de 350,2 MW na hora de programação 17. A menor diferença foi de 0,0 MW nas horas de programação 0, 8 e 9. Pode-se observar que neste dia, as diferenças entre os valores simulados e os reais são muito pequenas, o que significa uma grande proximidade com o que aconteceu realmente no mercado diário.

Em relação ao preço de mercado, a maior diferença registada foi de 5,23 €/MWh na hora de programação 7. A menor diferença foi de 0,18 €/MWh na hora de programação 0, ou seja, neste horário o preço simulado foi muito semelhante ao preço de mercado observado.

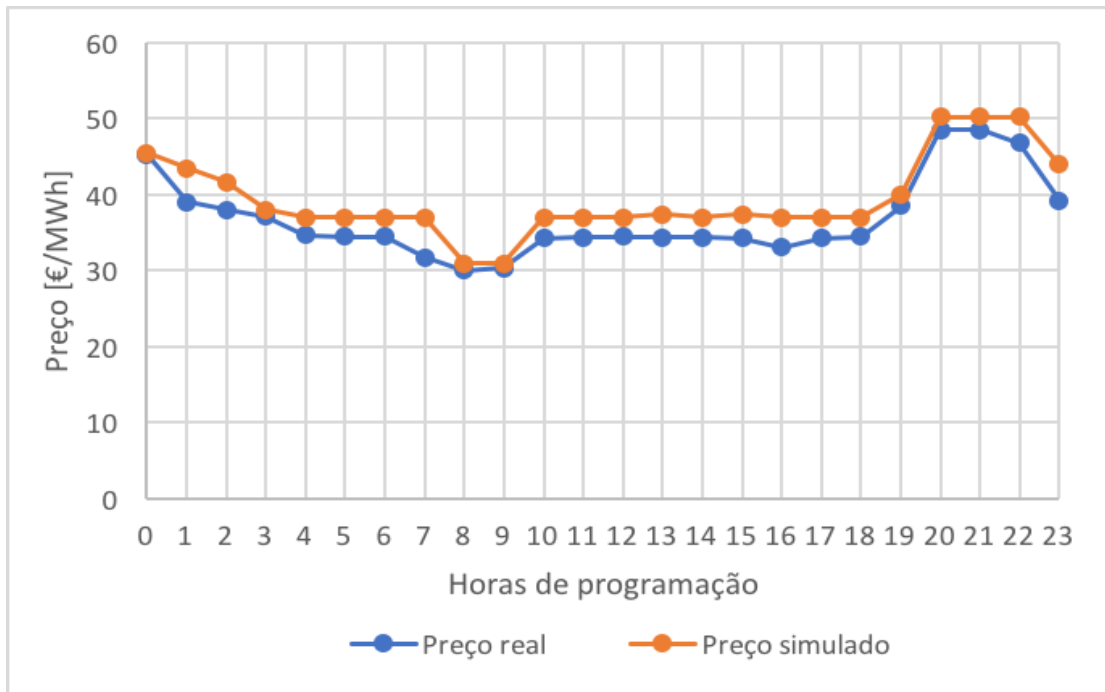


Figura 4.32 - Preço real e simulado para o Dia 5 em função da hora de programação

As diferenças de preço em relação ao cenário anterior são ténues, porém observam-se no horário de programação 0, 2, 8, 9, 13, 15 e 23. No que respeita os valores de potência contratada, há uma variação quase nula em relação ao caso anterior.

Dia 6

Os resultados simulados e reais do mercado diário para o Dia 6, apresentam-se na Tabela 5.20. O gráfico representante das diferenças entre os preços reais e simulados encontra-se na Figura 4.33.

Em relação à potência contratada, a maior diferença registada foi de 3926,3 MW na hora de programação 15. A menor diferença foi de 7,5 MW na hora de programação 8. Verifica-se mais uma vez que os valores simulados estão próximos dos valores reais de mercado.

Em relação ao preço de mercado, a maior diferença registada foi de 8,83 €/MWh na hora de programação 0. A menor diferença foi de 0,33 €/MWh na hora de programação

17, ou seja, neste horário o preço simulado foi muito semelhante ao preço de mercado observado.

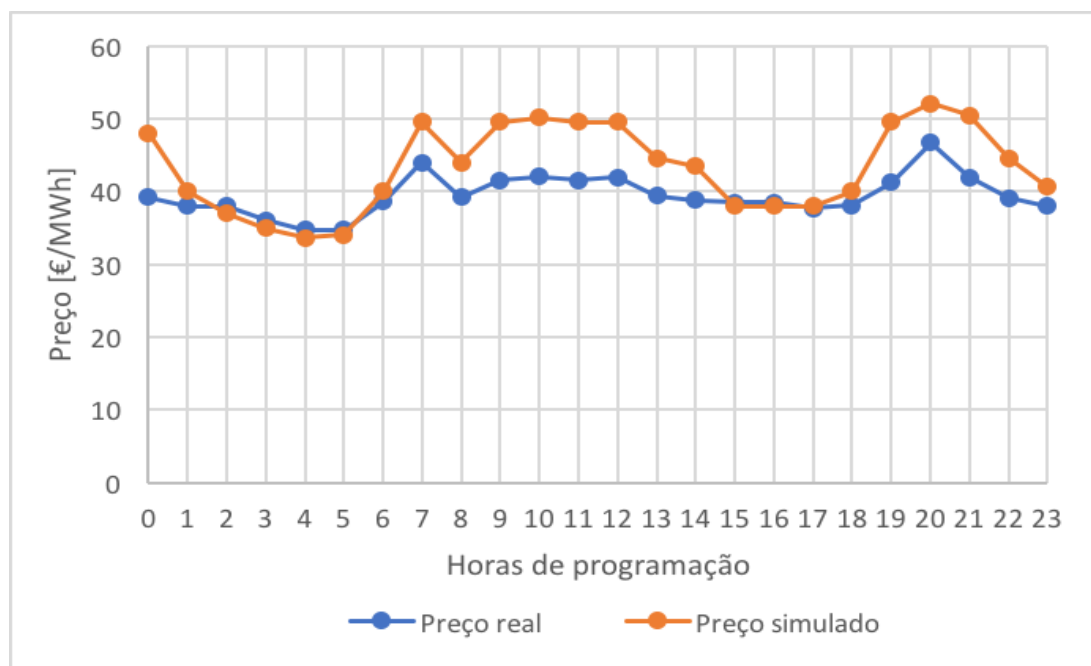


Figura 4.33 - Preço real e simulado para o Dia 6 em função da hora de programação

As diferenças de preço em relação ao cenário anterior são pequenas, mas podem observar-se no horário de programação 2, 3, 4, 5, 7, 9, 11, 16, 22 e 23. No que respeita os valores de potência contratada, há uma variação quase nula em relação ao caso anterior.

Dia 7

Os resultados simulados e reais do mercado diário para o Dia 7, apresentam-se na Tabela 5.21. Os gráficos representantes das diferenças entre os preços reais e simulados encontram-se na Figura 4.34

Em relação à potência contratada, a maior diferença registada foi de 2816,6 MW na hora de programação 1. A menor diferença foi de 20,1 MW na hora de programação 23. Observa-se mais uma vez que os valores simulados se encontram muito semelhantes aos valores de mercado reais.

Em relação ao preço de mercado, a maior diferença registada foi de 12 €/MWh na hora de programação 0. A menor diferença foi de 0,01 €/MWh na hora de programação 6, ou seja, neste horário o preço simulado foi praticamente idêntico ao preço de mercado real.

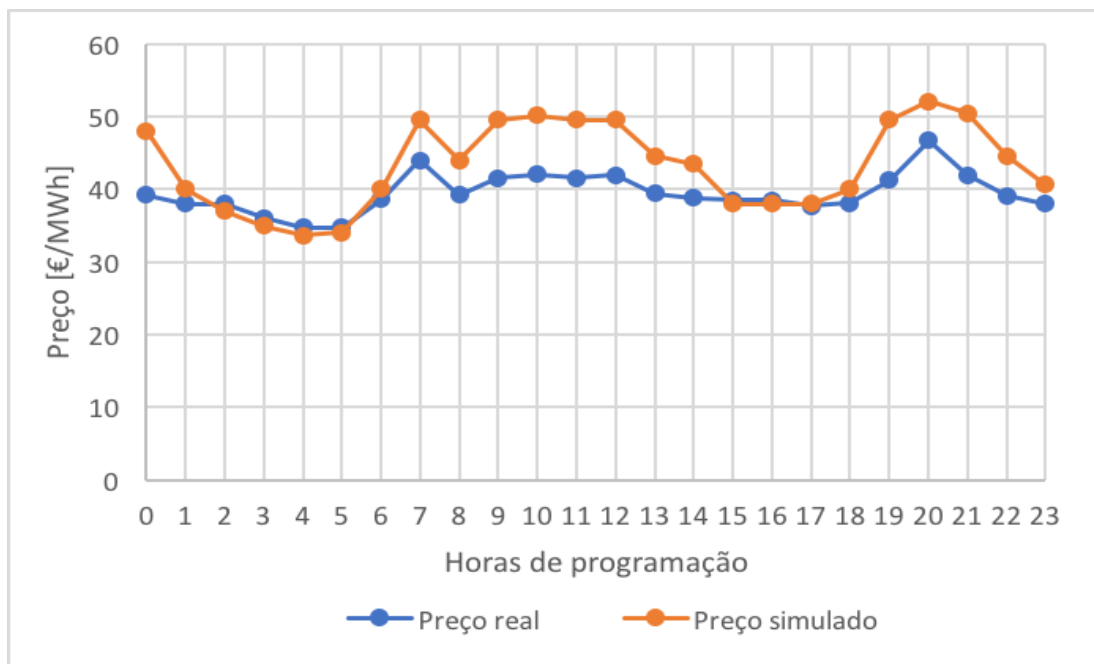


Figura 4.34 - Preço real e simulado para o Dia 7 em função da hora de programação

As diferenças de preço em relação ao cenário anterior são pequenas, mas podem observar-se no horário de programação 2, 5, 7, 9, 13, 20 e 23. No que respeita os valores de potência contratada, há uma variação quase nula em relação ao caso anterior.

4.6.3 Simulação do Mercado de Reserva Secundária

Unidades Físicas participantes

As unidades físicas que participam neste mercado são as mesmas do caso anterior e encontram-se discriminadas na Tabela 4.4.

As necessidades de banda de reserva secundária no Sistema Energético Nacional são calculadas segundo a expressão (4.1). Desta forma, tanto as necessidades, como os valores de pico máximo de consumo previsto, são iguais para todo o caso de estudo.

Dia 1

A Figura 5.9 do Anexo D, apresenta o resultado do mercado de reserva secundária para o Dia 1. Aqui estão discriminadas as bandas de reserva secundária casada, a descer

e a subir, e o seu respetivo preço simulado para o dia em questão. Por outras palavras, estão apresentadas as necessidades simuladas, para descer e para baixar, satisfeitas pelo mercado de reserva secundária e o seu preço marginal.

Dia 2

A Figura 5.8 do Anexo D, apresenta o resultado do mercado de reserva secundária para o Dia 2. Aqui estão discriminadas as bandas de reserva secundária casada, a descer e a subir, e o seu respetivo preço simulado para o dia em questão.

Dia 3

A Figura 5.11 apresenta o resultado do mercado de reserva secundária para o Dia 3. Aqui estão discriminadas as bandas de reserva secundária casada, a descer e a subir, e o seu respetivo preço simulado para o dia em questão.

Dia 4

A Figura 5.10 apresenta o resultado do mercado de reserva secundária para o Dia 4. Aqui estão discriminadas as bandas de reserva secundária casada, a descer e a subir, e o seu respetivo preço simulado para o dia em questão. Isto significa que estão apresentadas as necessidades simuladas, para descer e para baixar, satisfeitas pelo mercado de reserva secundária e o seu preço marginal.

Dia 5

A Figura 5.13 apresenta o resultado do mercado de reserva secundária para o Dia 5. Aqui estão discriminadas as bandas de reserva secundária casada, a descer e a subir, e o seu respetivo preço simulado para o dia em questão.

Dia 6

A Figura 5.12 apresenta o resultado do mercado de reserva secundária para o Dia 6. Aqui estão discriminadas as bandas de reserva secundária casada, a descer e a subir, e o seu respetivo preço simulado para o dia em questão.

Dia 7

A Figura 5.14 apresenta o resultado do mercado de reserva secundária para o Dia 7. Aqui estão discriminadas as bandas de reserva secundária casada, a descer e a subir, e o seu respetivo preço simulado para o dia em questão.

4.6.4 Simulação do Mercado de Reserva Terciária

Unidades Físicas Participantes

No presente Caso B, tal como no caso anterior, só os agentes produtores tradicionais é que participam no mercado de reserva terciária. As unidades participantes encontram-se discriminadas na Tabela 4.5.

Dia 1

A tabela *Up Market Result* e o *Down Market Result* da Figura 5.15 do Anexo D, apresentam o resultado do casamento de todas ofertas de regulação terciária a subir e a descer, respetivamente, mobilizadas de acordo com as bandas de reserva secundária previamente assignadas para o Dia 1.

Dia 2

A tabela *Up Market Result* e o *Down Market Result* da Figura 5.16 apresentam o resultado do mercado de reserva terciária para o Dia 2.

Dia 3

A tabela *Up Market Result* e o *Down Market Result* da Figura 5.17 apresentam o resultado do mercado de reserva terciária para o Dia 3.

Dia 4

A tabela *Up Market Result* e o *Down Market Result* da Figura 5.18 apresentam o resultado do mercado de reserva terciária para o Dia 4.

Dia 5

A tabela *Up Market Result* e o *Down Market Result* da Figura 5.19 apresentam o resultado do mercado de reserva terciária para o Dia 5.

Dia 6

A tabela *Up Market Result* e o *Down Market Result* da Figura 5.20 apresentam o resultado do mercado de reserva terciária para o Dia 6.

Dia 7

A tabela *Up Market Result* e o *Down Market Result* da Figura 5.21 apresentam o resultado do mercado de reserva terciária para o Dia 7.

4.6.5 Cenário 1: Remuneração de mercado com penalizações/compensações pela valorização dos desvios

Após a aplicação da equação (4.1), foram obtidas as remunerações discriminadas na Tabela 4.8.

Tabela 4.8 – Resultado do cenário de remuneração 1 para os sete dias significativos do Caso B

Dia	Remuneração em €	Remuneração em €/MWh
1	978578,33	46,95
2	1752674,92	36,65
3	1390526,47	40,36
4	978321,49	34,51
5	446758,02	37,28
6	533509,23	39,36
7	131147,35	29,59
Remuneração representativa:	36,24 €/MWh	

4.6.6 Cenário 2: Remuneração de mercado com penalizações/compensações pelos preços da reserva terciária

A Tabela 4.9 mostra as remunerações dos produtores eólicos quando aplicado este cenário. Observe-se que a remuneração representativa deste cenário é, outra vez, mais elevada do que a remuneração do cenário 1.

Tabela 4.9 - Resultado do cenário de remuneração 2 para os sete dias significativos do Caso B

Dia	Remuneração em €	Remuneração em €/MWh
1	978578,33	46,95
2	250564,20	56,54
3	1831549,43	38,30
4	492719,90	41,12
5	593850,14	43,82
6	1508689,71	43,79
7	1037877,30	36,61
Remuneração representativa:	42,80 €/MWh	

4.7 Caso C – Ofertas Individuais c/Participação de Unidades Eólicas na Reserva Terciária

4.7.1 Dados de entrada

Neste cenário, é aplicada a estratégia de licitação de *forecast* individual tal como no Caso A, mas com as unidades físicas de produção eólica a participarem no mercado de reserva terciária.

4.7.2 Simulação do Mercado Diário

Neste caso, a simulação do mercado diário corresponde à simulação efetuada e apresentada no Caso A.

Unidades Físicas Participantes

Participam no mercado diário todas as unidades físicas apresentadas na Tabela 4.3.

4.7.3 Simulação do Mercado de Reserva Secundária

Neste caso, a simulação do mercado de reserva secundária corresponde à simulação efetuada e apresentada no Caso A.

4.7.4 Simulação do Mercado de Reserva Terciária

Unidades Físicas Participantes

Participam neste mercado todas as unidades representadas na Tabela 4.5, com adição da unidade física EOLICA_PT, que inclui a potência eólica total instalada em Portugal.

Dia 1

A tabela *Up Market Result* e o *Down Market Result* da Figura 4.35, apresentam o resultado do casamento de todas ofertas de regulação terciária a subir e a descer, respetivamente, mobilizadas de acordo com as bandas de reserva secundária previamente assignadas para o Dia 1. Pode-se observar que nas horas de programação da reserva a subir (devidamente assinaladas) 5, 6, 7, 8, 13, 15 e 21 o preço desceu e na hora 23 subiu ligeiramente, em comparação com o Caso A. Na reserva a descer, o preço na hora 7 subiu.

Up Market Result			Down Market Result		
Hour	Energy [MWh]	System Marginal Price [€/MWh]	Hour	Energy [MWh]	System Marginal Price [€/MWh]
0	2950.1	67.48	0	0.0	0.0
1	2464.9	62.16	1	0.0	0.0
2	2149.2	60.63	2	0.0	0.0
3	1856.4	60.47	3	0.0	0.0
4	1487.1	59.17	4	0.0	0.0
→ 5	719.0	45.68	5	0.0	0.0
→ 6	285.0	0.0	6	0.0	0.0
→ 7	55.5	0.0	→ 7	-6.9	44.59
→ 8	1162.3	60.47	8	0.0	0.0
→ 9	1474.2	66.91	9	0.0	0.0
10	1073.7	60.63	10	0.0	0.0
11	894.8	60.63	11	0.0	0.0
12	765.5	60.63	12	0.0	0.0
→ 13	1141.8	60.47	13	0.0	0.0
→ 14	1365.1	59.17	14	0.0	0.0
→ 15	879.5	47.91	15	0.0	0.0
16	859.8	51.58	16	0.0	0.0
17	1233.3	59.17	17	0.0	0.0
18	1241.7	59.17	18	0.0	0.0
19	1373.5	59.17	19	0.0	0.0
20	1906.5	60.63	20	0.0	0.0
→ 21	1840.4	62.16	21	0.0	0.0
→ 22	1549.6	60.47	22	0.0	0.0
→ 23	812.9	51.58	23	0.0	0.0

Figura 4.35 - Resultado simulado da reserva terciária a subir e a descer do Caso C, para o Dia 1, para cada hora de programação

De uma maneira geral, a introdução deste tipo de unidades no mercado de reserva terciária, fez baixar os preços da mesma. Em alguns casos, fez mesmo com que o preço baixasse até zero.

Dia 2

A tabela *Up Market Result* e o *Down Market Result* da Figura 4.36 apresentam o resultado do mercado de reserva terciária para o Dia 2. No que diz respeito à reserva terciária a subir, o preço desceu em todas as horas de programação exceto na hora 19, onde se manteve igual.

Up Market Result			Down Market Result		
Hour	Energy [MWh]	System Marginal Price [€/MWh]	Hour	Energy [MWh]	System Marginal Price [€/MWh]
0	1400.8	56.89	0	0.0	0.0
1	1448.2	51.22	1	0.0	0.0
2	1951.7	52.64	2	0.0	0.0
3	1634.9	52.31	3	0.0	0.0
4	2049.5	56.89	4	0.0	0.0
5	1466.3	52.31	5	0.0	0.0
6	1097.9	51.22	6	0.0	0.0
7	1924.7	59.89	7	0.0	0.0
8	2606.3	67.03	8	0.0	0.0
9	1882.4	66.82	9	0.0	0.0
10	2177.2	67.03	10	0.0	0.0
11	2310.6	67.03	11	0.0	0.0
12	1835.0	67.03	12	0.0	0.0
13	2018.2	56.89	13	0.0	0.0
14	2212.9	59.78	14	0.0	0.0
15	2190.0	59.78	15	0.0	0.0
16	2416.1	59.78	16	0.0	0.0
17	2336.4	59.78	17	0.0	0.0
18	2202.7	56.89	18	0.0	0.0
19	2659.0	59.89	19	0.0	0.0
20	2719.4	67.03	20	0.0	0.0
21	3219.5	70.45	21	0.0	0.0
22	2780.1	67.03	22	0.0	0.0
23	1970.4	59.89	23	0.0	0.0

Figura 4.36 - Resultado simulado da reserva terciária a subir e a descer do Caso C, para o Dia 2, para cada hora de programação

Dia 3

A tabela *Up Market Result* e o *Down Market Result* da Figura 4.37 apresentam o resultado do mercado de reserva terciária para o Dia 3. Pode-se observar que nas horas de programação da reserva a subir 0, 1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 10, 11, 16, 17, 18, 19, 21, 22 e 23 os preços desceram. Na reserva a descer, os preços subiram nas horas 5, 6, e 7.

Up Market Result			Down Market Result		
Hour	Energy [MWh]	System Marginal Price [€/MWh]	Hour	Energy [MWh]	System Marginal Price [€/MWh]
0	683.3	50.07	0	0.0	0.0
1	426.5	0.0	1	-5.0	34.54
2	1513.8	50.09	2	0.0	0.0
3	1870.8	55.35	3	0.0	0.0
4	1144.3	50.07	4	0.0	0.0
5	37.4	0.0	5	-32.1	34.5
6	11.1	0.0	6	-3.0	44.59
7	245.4	0.0	7	-42.1	44.59
8	1009.9	59.95	8	0.0	0.0
9	1182.4	60.34	9	0.0	0.0
10	1354.6	60.34	10	0.0	0.0
11	1165.2	59.95	11	0.0	0.0
12	918.5	59.95	12	0.0	0.0
13	1429.8	62.28	13	0.0	0.0
14	2047.3	60.34	14	0.0	0.0
15	1464.0	59.95	15	0.0	0.0
16	820.1	55.35	16	0.0	0.0
17	475.1	44.49	17	0.0	0.0
18	321.1	0.0	18	0.0	0.0
19	533.8	55.45	19	0.0	0.0
20	0.0	0.0	20	-483.2	39.45
21	178.2	0.0	21	-53.7	43.92
22	1019.1	59.95	22	0.0	0.0
23	328.3	44.49	23	0.0	0.0

Figura 4.37 - Resultado simulado da reserva terciária a subir e a descer do Caso C, para o Dia 3, para cada hora de programação

Dia 4

A tabela *Up Market Result* e o *Down Market Result* da Figura 4.38 apresentam o resultado do mercado de reserva terciária para o Dia 4. Pode-se observar que nas horas de programação 0, 1, 7, 11, 12, 13, 14, 16, 17, 18, 19 e 22 da reserva a subir os preços desceram.

Up Market Result			Down Market Result		
Hour	Energy [MWh]	System Marginal Price [€/MWh]	Hour	Energy [MWh]	System Marginal Price [€/MWh]
0	1536.5	61.62	0	0.0	0.0
1	1700.8	61.62	1	0.0	0.0
2	1874.8	63.26	2	0.0	0.0
3	2129.9	61.62	3	0.0	0.0
4	2333.5	63.26	4	0.0	0.0
5	2456.8	63.26	5	0.0	0.0
6	2499.0	63.26	6	0.0	0.0
7	2419.8	61.62	7	0.0	0.0
8	2231.2	61.62	8	0.0	0.0
9	2362.1	63.26	9	0.0	0.0
10	2551.6	66.47	10	0.0	0.0
11	2441.0	63.26	11	0.0	0.0
12	2037.5	56.95	12	0.0	0.0
13	2068.0	56.95	13	0.0	0.0
14	2732.4	63.26	14	0.0	0.0
15	2828.4	64.97	15	0.0	0.0
16	2394.6	61.62	16	0.0	0.0
17	2241.3	56.95	17	0.0	0.0
18	2411.6	56.95	18	0.0	0.0
19	1840.9	52.85	19	0.0	0.0
20	1749.4	61.62	20	0.0	0.0
21	1536.3	66.47	21	0.0	0.0
22	1051.6	56.95	22	0.0	0.0
23	1204.9	61.62	23	0.0	0.0

Figura 4.38 - Resultado simulado da reserva terciária a subir e a descer do Caso C, para o Dia 4, para cada hora de programação

Dia 5

A tabela *Up Market Result* e o *Down Market Result* da Figura 4.39 apresentam o resultado do mercado de reserva terciária para o Dia 5. Nas horas de programação 0, 1, 2, 3, 4, 14, 16, 17, 18, 20, 21, 22 e 23 da reserva a subir os preços desceram.

Up Market Result			Down Market Result		
Hour	Energy [MWh]	System Marginal Price [€/MWh]	Hour	Energy [MWh]	System Marginal Price [€/MWh]
0	449.5	54.17	0	0.0	0.0
1	1319.5	56.08	1	0.0	0.0
2	1129.7	52.83	2	0.0	0.0
3	1487.3	52.83	3	0.0	0.0
4	1733.4	54.17	4	0.0	0.0
5	1069.3	52.83	5	0.0	0.0
6	879.0	56.08	6	0.0	0.0
7	323.7	54.17	7	0.0	0.0
8	1739.7	67.8	8	0.0	0.0
9	1289.6	66.73	9	0.0	0.0
10	1332.0	66.73	10	0.0	0.0
11	1470.3	67.8	11	0.0	0.0
12	644.0	56.08	12	0.0	0.0
13	1235.8	66.73	13	0.0	0.0
14	1806.3	65.15	14	0.0	0.0
15	1429.6	60.09	15	0.0	0.0
16	1266.3	56.08	16	0.0	0.0
17	756.3	49.85	17	0.0	0.0
18	582.4	52.83	18	0.0	0.0
19	1113.5	66.73	19	0.0	0.0
20	219.7	47.57	20	0.0	0.0
21	395.1	47.57	21	0.0	0.0
22	527.9	47.57	22	0.0	0.0
23	344.2	0.0	23	0.0	0.0

Figura 4.39 - Resultado simulado da reserva terciária a subir e a descer do Caso C, para o Dia 5, para cada hora de programação

Dia 6

A tabela *Up Market Result* e o *Down Market Result* da Figura 4.40 apresentam o resultado do mercado de reserva terciária para o Dia 6. Pode-se observar que nas horas de programação da reserva a subir 0, 1, 2, 3, 4, 14, 16, 17, 18, 20, 21, 22 e 23 os preços correspondentes baixaram. Nos outros horários, os preços mantiveram-se quando comparados com os preços do Caso A, onde os produtores eólicos não participavam nesta reserva.

Up Market Result			Down Market Result		
Hour	Energy [MWh]	System Marginal Price [€/MWh]	Hour	Energy [MWh]	System Marginal Price [€/MWh]
0	449.5	54.17	0	0.0	0.0
1	1319.5	56.08	1	0.0	0.0
2	1129.7	52.83	2	0.0	0.0
3	1487.3	52.83	3	0.0	0.0
4	1733.4	54.17	4	0.0	0.0
5	1069.3	52.83	5	0.0	0.0
6	879.0	56.08	6	0.0	0.0
7	323.7	54.17	7	0.0	0.0
8	1739.7	67.8	8	0.0	0.0
9	1289.6	66.73	9	0.0	0.0
10	1332.0	66.73	10	0.0	0.0
11	1470.3	67.8	11	0.0	0.0
12	644.0	56.08	12	0.0	0.0
13	1235.8	66.73	13	0.0	0.0
14	1806.3	65.15	14	0.0	0.0
15	1429.6	60.09	15	0.0	0.0
16	1266.3	56.08	16	0.0	0.0
17	756.3	49.85	17	0.0	0.0
18	582.4	52.83	18	0.0	0.0
19	1113.5	66.73	19	0.0	0.0
20	219.7	47.57	20	0.0	0.0
21	395.1	47.57	21	0.0	0.0
22	527.9	47.57	22	0.0	0.0
23	344.2	0.0	23	0.0	0.0

Figura 4.40 - Resultado simulado da reserva terciária a subir e a descer do Caso C, para o Dia 6, para cada hora de programação

Dia 7

A tabela *Up Market Result* e o *Down Market Result* da Figura 4.41 apresentam o resultado do mercado de reserva terciária para o Dia 7. Aqui, os preços apenas baixaram apenas nas horas de programação 6, 16 e 17 da reserva a subir. Na reserva a descer, mantiveram-se iguais.

Up Market Result			Down Market Result		
Hour	Energy [MWh]	System Marginal Price [€/MWh]	Hour	Energy [MWh]	System Marginal Price [€/MWh]
0	2565.8	69.13	0	0.0	0.0
1	2343.9	61.29	1	0.0	0.0
2	2109.0	59.69	2	0.0	0.0
3	2232.9	59.69	3	0.0	0.0
4	2022.2	59.69	4	0.0	0.0
5	2060.0	59.69	5	0.0	0.0
6	924.1	47.13	6	0.0	0.0
7	822.1	50.49	7	0.0	0.0
8	1491.5	61.29	8	0.0	0.0
9	1645.9	61.29	9	0.0	0.0
10	1200.3	61.29	10	0.0	0.0
11	1277.8	61.29	11	0.0	0.0
12	740.2	59.69	12	0.0	0.0
13	1241.5	61.29	13	0.0	0.0
14	1390.4	59.69	14	0.0	0.0
15	909.8	59.69	15	0.0	0.0
16	393.6	47.13	16	0.0	0.0
17	162.2	0.0	17	0.0	0.0
18	207.5	41.47	18	-134.8	29.32
19	476.3	47.13	19	0.0	0.0
20	1549.8	67.27	20	0.0	0.0
21	2159.1	67.46	21	0.0	0.0
22	1977.2	61.29	22	0.0	0.0
23	1865.9	53.33	23	0.0	0.0

Figura 4.41 - Resultado simulado da reserva terciária a subir e a descer do Caso C, para o Dia 7, para cada hora de programação

4.7.5 Cenário 1: Remuneração de mercado com penalizações/compensações pela valorização dos desvios

Após a aplicação da equação (4.1), foram obtidas as remunerações discriminadas na Tabela 4.10. Na mesma, verifica-se que a remuneração representativa, tendo em consideração a distribuição estatística de cada dia, é melhor que as remunerações do Cenário 1 dos Casos A e B anteriores.

Tabela 4.10 – Resultado do cenário de remuneração 1 para os sete dias significativos do Caso C

Dia	Remuneração em €	Remuneração em €/MWh
1	843944,08	40,49
2	2105529,11	44,03
3	1427904,21	41,44
4	1102755,17	38,90
5	486575,72	40,61
6	615137,63	45,39
7	148400,55	33,48
Remuneração representativa:	40,42 €/MWh	

4.7.6 Cenário 2: Remuneração de mercado com penalizações/compensações pelos preços da reserva terciária

A Tabela 4.11 mostra as remunerações dos produtores eólicos quando aplicado este cenário. Note-se que, neste cenário, a remuneração representativa é ainda melhor que a do cenário anterior.

Tabela 4.11 - Resultado do cenário de remuneração 2 para os sete dias significativos do Caso C

Dia	Remuneração em €	Remuneração em €/MWh
1	1033125,90	49,57

2	2151750,70	45,00
3	1466990,63	42,58
4	1170751,88	41,30
5	534367,28	44,59
6	653613,86	48,23
7	238684,26	53,86
Remuneração representativa:		45,75 €/MWh

4.8 Caso D – Ofertas Agregadas c/Participação de Unidades Eólicas na Reserva Terciária

4.8.1 Dados de entrada

Neste cenário, é aplicada a estratégia de licitação de *forecast* agregado tal como no Caso B. No entanto, neste caso as unidades físicas de produção eólica participam no mercado de reserva terciária.

4.8.2 Simulação do Mercado Diário

Neste caso, a simulação do mercado diário corresponde à simulação efetuada e apresentada no Caso B.

Unidades Físicas Participantes

Participam no mercado diário todas as unidades físicas apresentadas na Tabela 4.3.

4.8.3 Simulação do Mercado de Reserva Secundária

Neste caso, a simulação do mercado de reserva secundária corresponde à simulação efetuada e apresentada no Caso B.

4.8.4 Simulação do Mercado de Reserva Terciária

Unidades Físicas Participantes

Participam neste mercado todas as unidades representadas na Tabela 4.5, com adição da unidade física EOLICA_PT, que inclui a potência eólica total instalada em Portugal.

Dia 1

A tabela *Up Market Result* e o *Down Market Result* da Figura 4.42 apresentam o resultado do casamento de todas as ofertas de regulação terciária a subir e a descer, respetivamente, mobilizadas de acordo com as bandas de reserva secundária previamente assignadas para o Dia 1. Pode-se observar que nas horas de programação 4, 5, 6, 7, 8, 11, 15, 16 e 23 da reserva a subir os preços desceram em comparação com o Caso B, onde os produtores eólicos não participavam neste mercado de reserva. Na reserva a descer, o preço na hora 7 subiu ligeiramente.

Up Market Result			Down Market Result		
Hour	Energy [MWh]	System Marginal Price [€/MWh]	Hour	Energy [MWh]	System Marginal Price [€/MWh]
0	2866.4	67.48	0	0.0	0.0
1	2464.0	62.16	1	0.0	0.0
2	1700.1	60.47	2	0.0	0.0
3	1433.0	59.17	3	0.0	0.0
4	1253.3	51.58	4	0.0	0.0
5	653.7	44.13	5	0.0	0.0
6	238.4	0.0	6	0.0	0.0
7	75.4	0.0	7	-0.2	44.59
8	1194.9	60.47	8	0.0	0.0
9	1717.5	66.91	9	0.0	0.0
10	1320.4	60.63	10	0.0	0.0
11	1286.2	60.63	11	0.0	0.0
12	1029.7	60.63	12	0.0	0.0
13	1285.3	60.63	13	0.0	0.0
14	1402.8	59.17	14	0.0	0.0
15	854.1	47.91	15	0.0	0.0
16	764.2	47.91	16	0.0	0.0
17	775.6	59.17	17	0.0	0.0
18	1224.7	59.17	18	0.0	0.0
19	1332.7	59.17	19	0.0	0.0
20	1805.0	60.63	20	0.0	0.0
21	1922.7	62.16	21	0.0	0.0
22	1451.0	60.47	22	0.0	0.0
23	610.1	51.58	23	0.0	0.0

Figura 4.42 - Resultado simulado da reserva terciária a subir e a descer do Caso D, para o Dia 1, para cada hora de programação

Dia 2

A tabela *Up Market Result* e o *Down Market Result* da Figura 4.43 apresentam o resultado do mercado de reserva terciária para o Dia 2. No que diz respeito à reserva terciária a subir, o preço desceu em todas as horas de programação. Na reserva a descer manteve-se igual, quando comparado com o Caso B.

Up Market Result			Down Market Result		
Hour	Energy [MWh]	System Marginal Price [€/MWh]	Hour	Energy [MWh]	System Marginal Price [€/MWh]
0	1426.5	56.89	0	0.0	0.0
1	1534.8	52.31	1	0.0	0.0
2	2072.1	52.64	2	0.0	0.0
3	1615.4	52.31	3	0.0	0.0
4	1807.5	52.64	4	0.0	0.0
5	1464.5	52.31	5	0.0	0.0
6	1192.4	51.22	6	0.0	0.0
7	2110.3	59.89	7	0.0	0.0
8	2828.7	67.03	8	0.0	0.0
9	2231.4	67.03	9	0.0	0.0
10	2254.3	67.03	10	0.0	0.0
11	2401.0	67.03	11	0.0	0.0
12	2203.9	67.03	12	0.0	0.0
13	2578.6	59.89	13	0.0	0.0
14	2671.6	59.78	14	0.0	0.0
15	2632.1	59.78	15	0.0	0.0
16	2702.9	59.78	16	0.0	0.0
17	2331.8	59.78	17	0.0	0.0
18	2417.1	56.89	18	0.0	0.0
19	2957.8	59.89	19	0.0	0.0
20	2732.5	67.03	20	0.0	0.0
21	3242.8	70.45	21	0.0	0.0
22	3030.0	67.36	22	0.0	0.0
23	1987.3	59.89	23	0.0	0.0

Figura 4.43 - Resultado simulado da reserva terciária a subir e a descer do Caso D, para o Dia 2, para cada hora de programação

Dia 3

A tabela *Up Market Result* e o *Down Market Result* da Figura 4.44 apresentam o resultado do mercado de reserva terciária para o Dia 3. Pode-se observar que nas horas de programação da reserva a subir 1, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 16, 17, 18, 19, 20, 21, 22 e 23 os preços desceram, em comparação com o Caso B. Na reserva a descer, os preços subiram nas horas 5, 6, e 7.

Up Market Result			Down Market Result		
Hour	Energy [MWh]	System Marginal Price [€/MWh]	Hour	Energy [MWh]	System Marginal Price [€/MWh]
0	937.6	55.35	0	0.0	0.0
1	642.5	41.82	1	0.0	0.0
2	1672.0	55.35	2	0.0	0.0
3	1984.4	55.35	3	0.0	0.0
4	1255.7	50.07	4	0.0	0.0
5	81.8	0.0	5	-24.7	34.5
6	42.2	0.0	6	-3.0	44.59
7	264.8	44.49	7	-25.2	44.59
8	949.1	59.95	8	0.0	0.0
9	1341.9	59.95	9	0.0	0.0
10	1403.2	60.34	10	0.0	0.0
11	1255.8	60.34	11	0.0	0.0
12	1018.1	59.95	12	0.0	0.0
13	1761.2	62.28	13	0.0	0.0
14	2279.1	62.28	14	0.0	0.0
15	1486.2	59.95	15	0.0	0.0
16	882.9	44.49	16	0.0	0.0
17	403.0	44.49	17	0.0	0.0
18	488.0	44.49	18	0.0	0.0
19	513.9	55.45	19	0.0	0.0
20	0.0	0.0	20	-438.2	43.92
21	199.2	0.0	21	-46.7	43.92
22	1100.6	59.15	22	0.0	0.0
23	297.8	44.49	23	0.0	0.0

Figura 4.44 - Resultado simulado da reserva terciária a subir e a descer do Caso D, para o Dia 3, para cada hora de programação

Dia 4

A tabela *Up Market Result* e o *Down Market Result* da Figura 4.45 apresentam o resultado do mercado de reserva terciária para o Dia 4. Pode-se observar que nas horas de programação da reserva a subir 0, 5, 11, 12, 13, 14, 16, 17, 18, 19, 20, e 22 os preços desceram, em comparação com o Caso B. Na reserva a descer, os preços mantiveram-se iguais.

Up Market Result			Down Market Result		
Hour	Energy [MWh]	System Marginal Price [€/MWh]	Hour	Energy [MWh]	System Marginal Price [€/MWh]
0	1606.9	61.62	0	0.0	0.0
1	1724.6	63.26	1	0.0	0.0
2	1882.1	63.26	2	0.0	0.0
3	2157.9	61.62	3	0.0	0.0
4	2542.8	63.26	4	0.0	0.0
5	2351.8	61.62	5	0.0	0.0
6	2370.7	63.26	6	0.0	0.0
7	2296.0	61.62	7	0.0	0.0
8	2307.2	61.62	8	0.0	0.0
9	2353.9	63.26	9	0.0	0.0
10	2633.2	66.47	10	0.0	0.0
11	2355.2	63.26	11	0.0	0.0
12	2061.7	56.95	12	0.0	0.0
13	2168.3	56.95	13	0.0	0.0
14	2555.4	61.62	14	0.0	0.0
15	2601.6	63.26	15	0.0	0.0
16	2459.2	61.62	16	0.0	0.0
17	2252.7	56.95	17	0.0	0.0
18	2161.1	56.95	18	0.0	0.0
19	1880.1	52.85	19	0.0	0.0
20	1984.7	61.62	20	0.0	0.0
21	1358.5	61.62	21	0.0	0.0
22	1074.9	56.95	22	0.0	0.0
23	948.7	56.95	23	0.0	0.0

Figura 4.45 - Resultado simulado da reserva terciária a subir e a descer do Caso D, para o Dia 4, para cada hora de programação

Dia 5

A tabela *Up Market Result* e o *Down Market Result* da Figura 4.46 apresentam o resultado do mercado de reserva terciária para o Dia 5. Nas horas de programação 0, 2, 8, 10, 17, 18 e 23 da reserva a subir os preços desceram. No que concerne a reserva a descer, o preço na hora de programação 23 subiu.

Up Market Result			Down Market Result		
Hour	Energy [MWh]	System Marginal Price [€/MWh]	Hour	Energy [MWh]	System Marginal Price [€/MWh]
0	69.4	0.0	0	-41.2	34.53
1	1009.0	58.5	1	0.0	0.0
2	1471.0	58.5	2	0.0	0.0
3	1469.8	58.5	3	0.0	0.0
4	1439.1	58.1	4	0.0	0.0
5	1800.0	58.5	5	0.0	0.0
6	2031.2	58.5	6	0.0	0.0
7	2401.8	60.37	7	0.0	0.0
8	2397.4	58.5	8	0.0	0.0
9	2569.8	60.37	9	0.0	0.0
10	2224.6	58.5	10	0.0	0.0
11	2303.7	60.37	11	0.0	0.0
12	1596.0	58.5	12	0.0	0.0
13	948.9	56.51	13	0.0	0.0
14	1499.5	58.5	14	0.0	0.0
15	1744.8	58.5	15	0.0	0.0
16	1508.2	58.1	16	0.0	0.0
17	911.1	53.36	17	0.0	0.0
18	289.3	47.3	18	0.0	0.0
19	577.8	56.51	19	0.0	0.0
20	0.0	0.0	20	-514.0	34.53
21	0.0	0.0	21	-536.9	34.53
22	0.0	0.0	22	-166.1	34.53
23	85.9	0.0	23	-19.3	44.59

Figura 4.46 - Resultado simulado da reserva terciária a subir e a descer do Caso D, para o Dia 5, para cada hora de programação

Dia 6

A tabela *Up Market Result* e o *Down Market Result* da Figura 4.47 apresentam o resultado do mercado de reserva terciária para o Dia 6. Nas horas de programação 0, 1, 2, 3, 14, 16, 17, 18, 20, 21, 22 e 23 da reserva a subir os preços desceram. Quanto à reserva a descer, o preço na hora de programação 7 subiu.

Up Market Result			Down Market Result		
Hour	Energy [MWh]	System Marginal Price [€/MWh]	Hour	Energy [MWh]	System Marginal Price [€/MWh]
0	522.2	54.17	0	0.0	0.0
1	1475.1	56.08	1	0.0	0.0
2	1265.2	52.83	2	0.0	0.0
3	1799.1	54.17	3	0.0	0.0
4	1867.1	56.08	4	0.0	0.0
5	1181.3	52.83	5	0.0	0.0
6	852.2	56.08	6	0.0	0.0
7	166.4	47.57	7	-23.6	48.0
8	1683.0	67.8	8	0.0	0.0
9	1161.8	66.73	9	0.0	0.0
10	1257.7	66.73	10	0.0	0.0
11	1392.4	66.73	11	0.0	0.0
12	610.0	56.08	12	0.0	0.0
13	1217.4	66.73	13	0.0	0.0
14	1693.6	65.15	14	0.0	0.0
15	1426.1	60.09	15	0.0	0.0
16	1412.3	56.08	16	0.0	0.0
17	775.5	49.85	17	0.0	0.0
18	745.2	52.83	18	0.0	0.0
19	1101.7	66.73	19	0.0	0.0
20	223.5	47.57	20	0.0	0.0
21	461.0	47.57	21	0.0	0.0
22	809.9	54.17	22	0.0	0.0
23	618.6	52.83	23	0.0	0.0

Figura 4.47 - Resultado simulado da reserva terciária a subir e a descer do Caso D, para o Dia 6, para cada hora de programação

Dia 7

A tabela *Up Market Result* e o *Down Market Result* da Figura 4.48 apresentam o resultado do mercado de reserva terciária para o Dia 7. Os preços de reserva a subir desceram apenas nas horas 4, 16, 17 e 18. Os preços da reserva a descer, mantivera-se iguais ao do Caso B.

Up Market Result			Down Market Result		
Hour	Energy [MWh]	System Marginal Price [€/MWh]	Hour	Energy [MWh]	System Marginal Price [€/MWh]
0	2694.6	69.13	0	0.0	0.0
1	2388.4	61.29	1	0.0	0.0
2	2286.2	59.69	2	0.0	0.0
3	2098.2	59.69	3	0.0	0.0
4	1898.9	53.33	4	0.0	0.0
5	2033.7	59.69	5	0.0	0.0
6	1054.7	50.49	6	0.0	0.0
7	915.2	51.48	7	0.0	0.0
8	1458.5	59.69	8	0.0	0.0
9	1550.5	61.29	9	0.0	0.0
10	1204.3	61.29	10	0.0	0.0
11	1341.9	61.29	11	0.0	0.0
12	884.9	59.69	12	0.0	0.0
13	1416.6	61.29	13	0.0	0.0
14	1633.4	61.29	14	0.0	0.0
15	1203.9	59.69	15	0.0	0.0
16	422.9	47.13	16	0.0	0.0
17	135.6	0.0	17	0.0	0.0
18	328.6	41.47	18	-94.4	29.32
19	404.7	47.13	19	0.0	0.0
20	1686.7	67.27	20	0.0	0.0
21	2168.7	67.46	21	0.0	0.0
22	2101.3	61.29	22	0.0	0.0
23	1694.3	53.33	23	0.0	0.0

Figura 4.48 - Resultado simulado da reserva terciária a subir e a descer do Caso D, para o Dia 7, para cada hora de programação

É de evidenciar que todos os dias há uma diminuição dos preços da reserva terciária quando as unidades produtoras de energia eólica participam neste mercado. Isto leva a uma diminuição dos custos associados aos desvios e, conseqüentemente, a uma melhor compensação dos produtores eólicos.

4.8.5 Cenário 1: Remuneração de mercado com penalizações/compensações pela valorização dos desvios

Após a aplicação da equação (4.1), foram obtidas as remunerações discriminadas na Tabela 4.12.

Tabela 4.12 – Resultado do cenário de remuneração 1 para os sete dias significativos do Caso D

Dia	Remuneração em €	Remuneração em €/MWh
1	858387,46	41,183
2	2012987,14	42,09
3	1615843,88	46,90
4	1135603,71	40,06
5	478971,52	39,97
6	617377,57	45,55
7	134786,71	30,41
Remuneração representativa:	40,57 €/MWh	

4.8.6 Cenário 2: Remuneração de mercado com penalizações/compensações pelos preços da reserva terciária

A Tabela 4.13 mostra as remunerações dos produtores eólicos quando aplicado este cenário. Com uma análise muito superficial, constata-se que existe uma tendência para a remuneração representante melhorar do cenário 1 para o cenário 2.

Verifica-se também que este cenário é o que traz mais remuneração para os produtores eólicos, pois com a participação das centrais eólicas no mercado de reserva terciária, os preços desta reserva baixaram significativamente.

Tabela 4.13 - Resultado do cenário de remuneração 2 para os sete dias significativos do Caso D

Dia	Remuneração em €	Remuneração em €/MWh
1	1054931,85	50,61
2	2092648,30	43,76
3	1613222,90	46,82
4	1187979,32	41,91

5	537283,97	44,84
6	652790,58	48,165
7	254854,34	57,50
Remuneração representativa:		46,71 €/MWh

4.9 Caso E – *Forecast* Perfeito

As ofertas dos produtores eólicos foram feitas com o valor de produção observado para cada dia. Foi apenas simulado o mercado diário, pois não existem desvios para ativar nenhum mercado de reservas. Este caso serve apenas como termo de comparação, já que é impossível fazer uma previsão perfeita de produção de energia eólica.

4.9.1 Cenário 3: Remuneração pelo preço de mercado

Neste cenário os produtores eólicos são pagos ao preço de mercado por toda a energia que produzem e traduz-se na seguinte equação:

$$Remuneração\ mercado = \sum_{i=0}^{23} PEP_i \times PM_i \quad (4.2)$$

Sendo,

PEP_i – Produção eólica em Portugal, em função da hora de programação [MWh];

PM_i – Preço de mercado, em função da hora de programação [€/MWh];

Após a aplicação da equação (4.2), foram obtidas as remunerações discriminadas na Tabela 4.14.

Tabela 4.14 – Resultado do cenário de remuneração 3 para os sete dias significativos do Caso E

Dia	Remuneração em €	Remuneração em €/MWh
1	896050,24	42,99
2	1813267,82	37,92
3	1479270,13	42,93
4	1015767,62	35,83
5	445382,81	37,17
6	578379,59	42,67
7	173105,19	39,06
Remuneração representativa:	38,98 €/MWh	

4.10 Caso F – *Forecast Perfeito com Feed-in*

Este caso é idêntico ao anterior, mas com um cenário de remuneração diferente através das tarifas bonificadas.

4.10.1 Cenário 4: Remuneração *Feed-in*

Neste cenário os produtores eólicos são pagos pela tarifa bonificada ou *Feed-in* por toda a energia que produzem, o que corresponde à realidade. Pode-se traduzir na seguinte equação:

$$Remuneração\ Feedin = \sum_{i=0}^{23} PEP_i \times PFI \quad (4.3)$$

Sendo,

PEP_i – Produção eólica em Portugal, em função da hora de programação [MWh];

PFI – Preço *Feed-in* estipulado [€/MWh];

A equação 4.3 foi aplicada com os valores de produção observada para os sete dias e os seus resultados apresentam-se na Tabela 4.15. Foi utilizada a tarifa de 93,7 €/MWh, por ser a tarifa em vigor em 2009.

Tabela 4.15 – Resultado do cenário de remuneração 4 para os sete dias significativos do Caso F

Dia	Remuneração em €	Remuneração em €/MWh
1	1953015,83	93,7
2	4480855,92	93,7
3	3228543,21	93,7
4	2656108,52	93,7
5	1122800,48	93,7
6	1269944,92	93,7
7	415266,32	93,7
Remuneração representativa:	93,7 €/MWh	

4.11 Análise de Resultados

Os diferentes cenários propostos permitem analisar as potenciais variações de remuneração dos produtores eólicos, em reposta ao fim progressivo das tarifas bonificadas.

Na Figura 4.49 encontram-se os valores de remuneração dos produtores eólicos em €/MWh, para os sete dias representativos e para todos os casos e cenários de remuneração apresentados na presente dissertação. Para cada cenário, foi calculada a remuneração representativa dos sete dias através da frequência de ocorrência dos mesmos. Para tal, foi feita a soma das remunerações diárias multiplicadas pela frequência de ocorrência correspondente.

A Figura 4.50 apresenta os valores de remuneração eólica por ordem crescente, o que permite uma melhor comparação entre todos os cenários expostos. Cada cenário de remuneração deve ser comparado com o cenário idêntico dos outros Casos A, B, C ou D.

Os casos E e F servem apenas como termos de comparação.

Freq. de ocorrência	Remuneração (€/MWh)	CASOS									
		A		B		C		D		E	F
		1	2	1	2	1	2	1	2	3	4
11%	Dia 1	35,79	48,14	36,16	46,95	40,49	49,57	41,18	50,61	42,99	93,70
8%	Dia 2	34,75	38,75	36,65	38,30	44,03	45,00	42,09	43,76	37,92	93,70
9%	Dia 3	38,20	44,16	40,36	43,79	41,44	42,58	46,90	46,82	42,93	93,70
21%	Dia 4	32,61	37,11	34,51	36,61	38,90	41,30	40,06	41,91	35,83	93,70
28%	Dia 5	34,53	42,45	37,28	41,12	40,61	44,59	39,97	44,84	37,17	93,70
12%	Dia 6	35,99	45,60	39,36	43,82	45,39	48,23	45,55	48,16	42,67	93,70
10%	Dia 7	29,12	55,11	29,59	56,54	33,48	53,86	30,41	57,50	39,06	93,70

Remuneração Representativa (€/MWh)	34,22	43,55	36,24	42,80	40,42	45,75	40,57	46,71	38,98	93,7
------------------------------------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	------

Figura 4.49 - Resumo dos valores de remuneração eólica para todo o caso de estudo

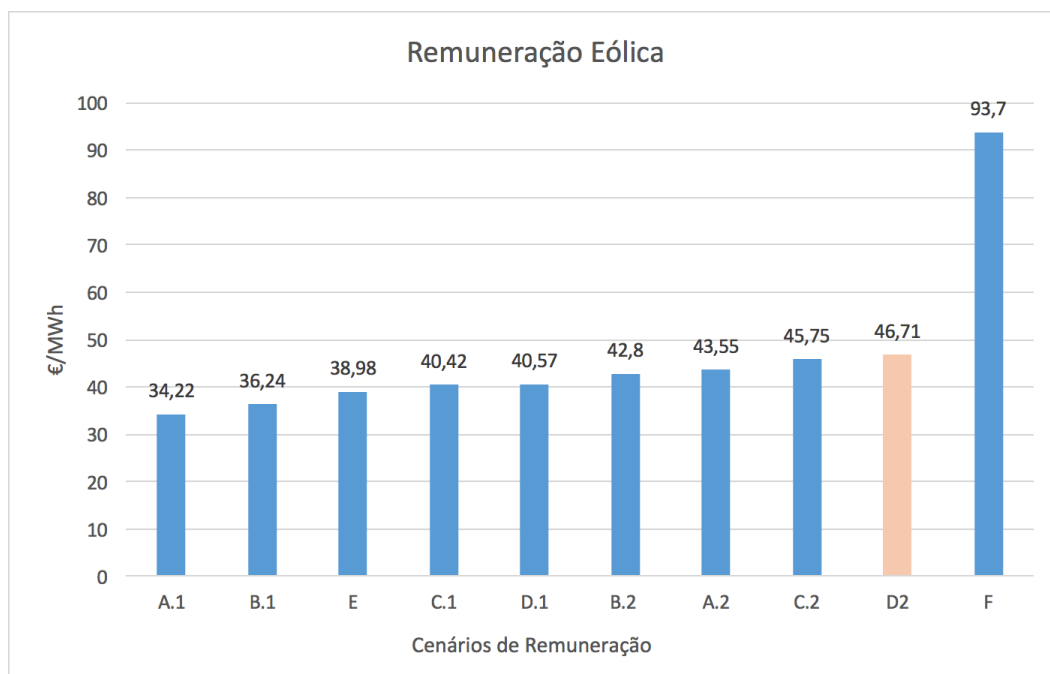


Figura 4.50 – Remuneração eólica representativa de cada cenário

Analisando o Cenário 1: Remuneração de mercado com penalizações e compensações pela valorização dos desvios

O cenário com pior remuneração eólica, tal como esperado, é o Caso A, onde os produtores eólicos licitam as suas previsões individuais de produção de cada parque no mercado diário e não participam no mercado de reservas.

O Caso B, com a sua estratégia de previsão agregada, apresenta valores de remuneração melhores que o caso anterior. Isto vem confirmar a premissa de que esta estratégia de *forecast* agregado diminui os desvios entre previsão e produção de energia eólica. Se existem menos desvios, os produtores são menos penalizados pela valorização média dos mesmos. Porém, este caso altera-se quando for analisado o cenário de remuneração de mercado com pagamento dos desvios pelo preço da reserva terciária.

O Caso E, como já foi referido, serve apenas para referência. É importante notar, que mesmo com a estratégia de *forecast* perfeito, este é dos casos que apresenta menos remuneração para os produtores eólicos em comparação com os restantes, o que ainda fomenta mais a participação da eólica nos mercados de reserva, ou a criação de uma forma mais justa de valorização dos desvios, que ligue diretamente os custos com o mercado de reservas à valorização dos desvios, tal como a Nordpool, onde as penalizações com desvios são 3 vezes mais baixas em relação a Portugal [56].

O Caso C e o Caso D apresentam valores de remuneração muito semelhantes, com uma diferença de 0,15€. No entanto, O Caso D, onde é utilizada a estratégia de previsão agregada, continua a ter valores superiores. Confirma-se que a introdução de ofertas eólicas no mercado de reserva terciária neste cenário, aumenta a quantia paga aos produtores eólicos.

De uma maneira geral, verifica-se que este Cenário 1 apresenta valores de remuneração menores quando comparado com o Cenário 2, onde os desvios são pagos pelo preço da reserva terciária.

Analisando o Cenário 2: Remuneração de mercado com penalizações e compensações pelo preço da reserva terciária

Ao contrário do cenário anterior, aqui o caso com pior valor de remuneração é o Caso B. Porém, o Caso A apresenta apenas 0,75€ de diferença.

Com o Caso C e D, confirma-se mais uma vez que a introdução de ofertas eólicas no mercado de reserva terciária aumenta a quantia paga aos produtores eólicos.

O Caso C apresenta uma boa remuneração, sendo apenas superado pelo Caso D, onde é utilizada a estratégia de previsão agregada.

No final, o Caso D é o que apresenta maior retorno para os produtores eólicos, podendo representar um possível cenário alternativo às tarifas bonificadas que, como seria de esperar, lideram a tabela com o Caso F.

Em conclusão, existe a necessidade de uma melhor formulação para a valorização dos desvios para que a remuneração dos produtores eólicos aumente ou de uma reforma que permita a participação das eólicas nos mercados de reservas. No entanto, certas arquiteturas atuais de mercado podem não permitir a última hipótese. Existem aspetos de mercado que podem atuar como barreiras a esta participação das energias renováveis nos mercados de balanços [7]. O presente trabalho prova que as formulações propostas para a valorização dos desvios e a participação das unidades produtoras de energia intermitente aumentam substancialmente a remuneração eólica.

5 Conclusões

5.1 Síntese de Resultados

A necessidade urgente de encontrar uma alternativa aos combustíveis fósseis, que ameaçam o nosso planeta, tem feito com que a produção de energia através de fontes renováveis tenha vindo a aumentar e a assumir uma posição de destaque na realidade socioeconómica mundial. A produção de energia eólica é uma das maneiras mais limpas e sustentáveis de gerar energia elétrica. Dentro das energias renováveis intermitentes, é também a mais desenvolvida.

A liberalização do setor elétrico conduziu a um aumento da competitividade em regime de mercado livre, que por sua vez, fez aumentar a complexidade dos mercados de energia elétrica. Com todo o tipo de desenvolvimento, há desafios associados, sendo um deles a alta penetração de energias renováveis. Com as energias renováveis a substituírem cada vez mais as unidades convencionais de energia elétrica, existe uma crescente necessidade de as unidades geradoras de energia renovável melhorarem as suas previsões de produção e de participarem no mercado de reservas.

O principal objetivo desta dissertação foi o desenvolvimento de um caso de estudo, onde se fizesse uma representação mais aproximada possível da comercialização real de energia elétrica e que permitisse analisar os benefícios económicos de se melhorar as estratégias de licitação das centrais eólicas e de se possibilitar a participação das mesmas nos mercados de serviços de sistema de Portugal.

Numa fase inicial foi realizado um processo de pesquisa acerca dos mercados de energia elétrica presentes no MIBEL, para melhor construir o caso de estudo. Foi ainda delineada a necessidade de se usar um *software* multi-agente e explorado o MATREM como ferramenta de simulação.

De seguida, foi desenvolvido um caso de estudo capaz de representar todas as unidades físicas participantes no Mercado Ibérico. Foram implementados cinco grandes agentes produtores, representantes de todos os agentes de ofertas e quatro grandes retalhistas, representantes de todos os agentes comercializadores. As três estratégias de licitação foram definidas, assim como os quatro cenários remuneratórios a utilizar. O caso de estudo foi então repartido em vários casos diferentes, onde foram aplicadas diferentes estratégias de licitação e remuneração.

Após as simulações do mercado diário, de reserva secundária e terciária, os resultados foram expostos e as remunerações dos produtores eólicos para cada cenário foram calculadas.

Por último, iniciou-se a análise dos resultados obtidos. Verificou-se que o caso onde se aplicou a estratégia de *forecast* agregado e a remuneração de mercado com pagamento dos desvios pelo preço da reserva terciária, foi aquele que apresentou maior remuneração para o produtor eólico. Assim, este cenário pode ser uma boa alternativa face ao abandono progressivo das tarifas bonificadas. Observou-se também que nenhum dos cenários de remuneração implementados é tão bom como as tarifas *Feed-in*, mas existem claramente uns melhores que outros.

5.2 Conclusões

Neste caso de estudo, os resultados realçaram a vantagem de se melhorar as estratégias de licitação dos produtores eólico no mercado e de estes participarem no mercado de reserva terciária. Esta participação fez aumentar, em todos os cenários, o valor remuneratório dos produtores eólicos.

Notou-se também que as agregações das turbinas eólicas para a determinação de *forecast* diminuíram os desvios entre produção e consumo, o que contribuiu também para um aumento na remuneração eólica.

Pode-se concluir que demonstrações económicas como esta são cruciais para continuar a incentivar o investimento na energia eólica após a retirada completa das tarifas

feed-in em Portugal. Os resultados obtidos apoiam a tendência de se criarem novas reformas para a participação das unidades intermitentes nos mecanismos de balanços e de se criarem novas formulações para a valorização dos desvios. Foram obtidos em todos os cenários bons valores de remunerações tendo em conta o insustentável cenário atual em Portugal.

5.3 Trabalho Futuro

É de extrema importância a continuação da investigação em torno das energias renováveis, nomeadamente da energia eólica. Existem vários pontos que podem ser desenvolvidos de modo a melhorar o caso de estudo:

- Unidades geradoras de energia eólica a participarem também no mercado de reserva secundária;
- Melhores técnicas de agregação das turbinas eólicas para cálculo de *forecasts*;
- Implementação da comercialização de energia eólica por contratos bilaterais;
- Integração de modelos de previsão de consumo no MATREM.

Referências

- [1] R. I. M. C. Fernandes, “A Energia Eólica em Portugal A evolução do seu regime jurídico , em especial as alterações ao regime remuneratório das centrais eólicas Dissertação Mestrado em Direito Administrativo,” Universidade Católica Portuguesa - Faculdade de Direito, 2014.
- [2] REN, “Boletim energias renováveis Junho 2017,” pp. 1–6, 2017.
- [3] A. S. da Costa, “Energias Renováveis em Portugal - V Conferência Anual da RELOP,” 2012.
- [4] F. da C. Ferreira and J. L. e Costa, “O Sistema Elétrico Português e as recentes alterações ao seu regime jurídico,” *Actual. Jurídica Uría Menéndez*, pp. 130–135, 2013.
- [5] F. Ocker and K. Ehrhart, “The ‘ German Paradox ’ in the balancing power markets,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 67, pp. 892–898, 2017.
- [6] J. M. O. Damião, “Análise do Mercado de Serviços de Regulação de Frequência Secundária e Terciária no Sistema Elétrico Português,” Tese de Mestrado, Instituto Superior de Engenharia de Lisboa, 2015.
- [7] C. Fernandes, P. Frías, and J. Reneses, “Participation of intermittent renewable generators in balancing mechanisms : A closer look into the Spanish market design,” *Renew. Energy*, vol. 89, pp. 305–316, 2016.
- [8] J. Sousa, “Os serviços de sistema no MIBEL -Regras de fornecimento e de contratação e resultados obtidos de 2010 a 2012.,” Tese de Mestrado, Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, 2013.
- [9] “A Liberalização.” [Online]. Available: <https://www.edpdistribuicao.pt/pt/mudancaComercializador/mercadoElectrico/Pages/aLiberalizacao.aspx>. [Accessed: 18-Feb-2018].
- [10] “Organização do mercado.” [Online]. Available: <https://www.edpsu.pt/pt/CUR/Pages/organizacaoDoMercado.aspx>. [Accessed: 26-Aug-2017].
- [11] J. Gonçalves, “Modelos para a Comercialização de Energia Elétrica em Ambiente de Mercado,” Instituto Politécnico de Coimbra, 2013.
- [12] J. N. Rodrigues, “Integração da produção eólica em mercado : Estratégia de

- licitação no mercado diário e serviços de sistema,” Instituto Superior de Engenharia de Lisboa, 2012.
- [13] D. J. A. Amaro, “Gestão Eficiente da Energia Eléctrica no Edifício da Biblioteca da FCT em Mercados Liberalizados,” Tese de Mestrado, Faculdade de Ciências e Tecnologia da Universidade Nova de Lisboa, 2015.
- [14] F. P. Fragoso, “Contratos Bilaterais em Mercados Multi-Agente de Energia Eléctrica : Protocolo de Ofertas Alternadas,” Tese de Mestrado, Faculdade de Ciências e Tecnologia da Universidade Nova de Lisboa, 2011.
- [15] P. Gonçalves, “Análise Estatística dos Resultados do Mercado Ibérico de Eletricidade no ano de 2011,” Tese de Mestrado, Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, 2012.
- [16] D. S. Kirschen, *Fundamentals of power system economics*, John Wiley & Sons Ltd, 2004.
- [17] “Diário e intradiário | OMIE.” [Online]. Available: <http://www.omie.es/pt/principal/mercados-e-produtos/mercado-da-electricidade/os-nossos-mercados-de-eletricidade/diario-e-i>. [Accessed: 28-Aug-2017].
- [18] “Mercado Diário - Unidades de Oferta | OMIE.” [Online]. Available: <http://www.omie.es/pt/principal/mercados-e-produtos/mercado-da-electricidade/os-nossos-mercados-de-eletricidade/mercado-di>. [Accessed: 28-Aug-2017].
- [19] “Portal ERSE - Mercado Diário.” [Online]. Available: <http://www.erse.pt/pt/supervisaodemercados/mercadodeelectricidade/mercado diario/Paginas/default.aspx>. [Accessed: 28-Aug-2017].
- [20] “Resultados de Mercado | OMIE.” [Online]. Available: <http://www.omie.es/files/flash/ResultadosMercado.swf>. [Accessed: 19-Feb-2018].
- [21] “Mercado Diário - Apresentação de ofertas | OMIE.” [Online]. Available: <http://www.omie.es/pt/principal/mercados-e-produtos/mercado-da-electricidade/os-nossos-mercados-de-eletricidade/mercado-di>. [Accessed: 28-Aug-2017].
- [22] “Mercado Intradiário | OMIE.” [Online]. Available: <http://www.omie.es/pt/principal/mercados-e-produtos/mercado-da-electricidade/os-nossos-mercados-de-eletricidade/mercado-in>. [Accessed: 28-Aug-2017].
- [23] “OMIP - Perfil.” [Online]. Available: <http://www.omip.pt/OMIP/Perfil/tabid/63/language/pt-PT/Default.aspx>. [Accessed: 30-Aug-2017].
- [24] “Portal ERSE - Mercado a Prazo.” [Online]. Available: <http://www.erse.pt/pt/supervisaodemercados/mercadodeelectricidade/mercadoaprazo/Paginas/default.aspx>. [Accessed: 30-Aug-2017].
- [25] “Portal ERSE - Contratação.” [Online]. Available: <http://www.erse.pt/pt/supervisaodemercados/mercadodeelectricidade/contratacao>

- /Paginas/default.aspx. [Accessed: 30-Aug-2017].
- [26] J. P. Sucena Paiva, *Redes de Energia Elétrica - Uma Análise Sistemática*. IST Press, 2015.
- [27] Entidade Reguladora do Sector Eléctrico and Comisión Nacional de Energía, “Breve Comparação Dos Sistemas Eléctricos De Espanha E Portugal,” 2002.
- [28] E. R. dos S. Energéticos, “Manual de Procedimentos do Gestor de Sistema,” 2012.
- [29] H. A. Rassid, “Mercado de Reservas : Simulador Multiagente SIMREEL e Caso de Estudo Envolvendo o Mercado Ibérico,” Tese de Mestrado, Faculdade de Ciências e Tecnologia da Universidade Nova de Lisboa, 2017.
- [30] ENTSO-E, “P1: Load-Frequency Control and Performance,” in *Continental Europe Operation Handbook*, no. Cc, 2009, pp. P1-1–32.
- [31] J. Pinto, “Valorização da Produção Hídrica Reversível num Contexto de Crescente Integração de Energia Eólica no Sistema Electroprodutor,” Tese de Mestrado, Faculdade de Ciências e Tecnologia da Universidade Nova de Lisboa, 2011.
- [32] ERSE, “Manual de Procedimentos da Gestão Global do Sistema do Setor Eléctrico,” pp. 75–98, 2015.
- [33] M. Milligan *et al.*, “Operating Reserves and Wind Power Integration: An International Comparison,” *9th Annu. Int. Work. Large-Scale Integr. Wind Power into Power Syst.*, no. October, pp. 1–19, 2010.
- [34] “Energia Eólica.” [Online]. Available: <https://www.portal-energia.com/energia-eolica/>. [Accessed: 25-Mar-2018].
- [35] Lauha Fried, “Global Wind Statistics 2016,” *Glob. Wind Energy Council.*, pp. 7–10, 2016.
- [36] GWEC, “Global Wind Report,” *Wind energy Technol.*, p. 75, 2014.
- [37] R. Castro, *Uma Introdução às Energias Renováveis: Eólica, Fotovoltaica e Mini-hídrica*. IST Press, 2011.
- [38] “Portal ERSE - Tarifas e Preços.” [Online]. Available: <http://www.erse.pt/pt/electricidade/tarifaseprecos/Paginas/default.aspx>. [Accessed: 25-Mar-2018].
- [39] “Expresso | As eólicas estão a ficar velhas e os incentivos estão a acabar. E agora?” [Online]. Available: <http://expresso.sapo.pt/economia/2016-11-16-As-eolicas-estao-a-ficar-velhas-e-os-incentivos-estao-a-acabar.-E-agora-#gs.Pz85Oss>. [Accessed: 25-Mar-2018].
- [40] H. Algarvio, A. Couto, F. Lopes, A. Estanqueiro and J. Santana, “Multi-agent Wholesale Electricity Markets with High Penetrations of Variable Generation: A Case-study on Multivariate Forecast Bidding Strategies,” *In: Highlights of Practical Applications of Cyber-Physical Multi-Agent Systems*, pp. 340–349, Springer, Cham (2017) [DOI: 10.1007/978-3-319-60285-1_29].
- [41] D. Vidigal, “Comercialização de Energia em Mercados em Bolsa : Simulador Multi-agente e Análise do Impacto da Geração Variável nos Preços Diários,” Tese de Mestrado, Faculdade de Ciências e Tecnologia da Universidade Nova de

- Lisboa, 2015.
- [42] A. Weidlich and D. Veit, “A critical survey of agent-based wholesale electricity market models,” *Energy Econ.*, vol. 30, no. 4, pp. 1728–1759, Jul. 2008.
 - [43] F. Lopes, A. Q. Novais and H. Coelho, “Bilateral Negotiation in a Multi-Agent Energy Market,” *In: Emerging Intelligent Computing Technology and applications*, pp. 655-664, Springer (2009).
 - [44] E. Oliveira, K. Fischer, and O. Stepankova, “Multi-agent systems: which research for which applications,” *Rob. Auton. Syst.*, vol. 27, no. 1–2, pp. 91–106, Apr. 1999.
 - [45] F. Bellifemine, G. Caire, and D. Greenwood, *Developing Multi-Agent with JADE Systems*. 2007.
 - [46] H. Li and L. Tesfatsion, “Development of open source software for power market research: the AMES test bed,” *J. Energy Mark.*, vol. 2, no. 2, pp. 111–128, 2009.
 - [47] H. Li and L. Tesfatsion, “The AMES wholesale power market test bed: A computational laboratory for research, teaching, and training,” *2009 IEEE Power Energy Soc. Gen. Meet. PES '09*, pp. 1–8, 2009.
 - [48] I. Praça, C. Ramos, Z. Vale, and M. Cordeiro, “Testing the scenario analysis algorithm of an agent-based simulator for Competitive Electricity Markets,” *Simul. Wider Eur. - 19th Eur. Conf. Model. Simulation, ECMS 2005*, no. May, pp. 515–520, 2005.
 - [49] T. Pinto, I. Praça, Z. Vale, H. Morais, and T. M. Sousa, “Strategic bidding in electricity markets: An agent-based simulator with game theory for scenario analysis,” *Integr. Comput. Aided. Eng.*, vol. 20, no. 4, pp. 335–346, 2013.
 - [50] A. Hadi, “Contratos Bilaterais em Mercados de Energia Eléctrica : O Contrato Forward com Contingências,” Tese de Mestrado, Faculdade de Ciências e Tecnologia da Universidade Nova de Lisboa, 2016.
 - [51] G. Santos, T. Pinto, Z. Vale, I. Praça, and H. Morais, “Virtual Power Players Internal Negotiation and Management in MASCEM,” *7th Int. Conf. Intell. Syst. Appl. to Power Syst.*, 2013.
 - [52] H. Algarvio, A. Couto, F. Lopes, and A. Estanqueiro, “Multi-Agent EnergyMarkets with High Levels of Renewable Generation: A Case-Study on Forecast Uncertainty andMarket Closing Time,” *In: Distributed Computing and Artificial Intelligence (13th International Conference)*, pp. 339–347, Springer, Cham (2016).
 - [53] F. Lopes, H. Algarvio and H. Coelho, “Agent-Based Simulation of Retail Electricity Markets: Bilateral Trading Players,” *In: 24th Database and Expert Systems Applications (DEXA)*, pp. 189–193, IEEE (2013)
 - [54] C. F. V. Rodrigues, “Impacto da incerteza da Previsão na produção de Energia Eólica e do fecho do mercado diário sobre os preços da Energia,” Tese de Mestrado, Instituto Superior Técnico, 2017.
 - [55] “SIMEE - Unidades Físicas.” [Online]. Available: <http://www.mercado.ren.pt/PT/Electr/InfoMercado/InfStructMerc/UnidMercado/Paginas/UnidadFisic.aspx>. [Accessed: 27-Feb-2018].

- [56] A. E. H. Holttinen, J. Miettinen, A. Couto, H. Algarvio, L. Rodrigues, “Wind power producers in shorter gate closure markets and balancing markets,” *Eur. Energy Mark. (EEM-16)*, IEEE Comput. Soc. Press, 2016.
- [57] Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos, “Estrutura tarifária do setor elétrico em 2015,” 2015.

Anexos

A. Valorização Média dos Desvios

Dia 1		Dia 2		Dia 3		Dia 4		Dia 5		Dia 6		Dia 7	
EXC	DEF	EXC	DEF	EXC	DEF	EXC	DEF	EXC	DEF	EXC	DEF	EXC	DEF
1,34	-65,66	33,59	-40,21	22,61	-53,33	34,45	-50,71	30,39	-60,25	29,6	-48,74	31,39	-35,61
8,34	-51,66	30,85	-39,15	21,16	-47,9	-11,26	-91,66	18,98	-58,98	15,49	-60,53	27,94	-34,06
9,84	-49,16	23,98	-45,94	20,19	-48,75	25,07	-52,69	19,44	-56,6	18,58	-57,32	19,2	-35,82
9,95	-50,05	21,32	-47,96	15,76	-53,06	22,93	-43,61	15,52	-58,76	20,83	-51,37	18,33	-36,69
10,8	-48,2	19,48	-49,72	16,3	-52,52	21,75	-43,95	17,53	-51,87	20,28	-49,26	18,89	-33,05
9,84	-48,3	19,59	-49,57	23,04	-45,98	21,59	-44,05	19,94	-48,9	17,31	-52,2	17,77	-34,87
22,17	-45,11	23,3	-47	24,67	-48,73	20,77	-44,87	19,7	-49,14	17,39	-59,79	16,75	-49,85
30,08	-47,2	16,95	-59,05	24,57	-56,33	3,19	-62,41	16,51	-47,03	27,11	-60,79	19,27	-54,63
23,82	-58,18	18,22	-58,58	23,13	-55,87	20,76	-44,76	19,08	-40,92	33,25	-45,09	12,91	-62,09
19,6	-70,4	22,99	-60,01	25,95	-58,05	21,39	-44,75	14,29	-46,25	25,99	-57,11	22,7	-55,42
20	-64,22	25,25	-61,25	27,47	-56,83	23,5	-52,5	18,48	-50,08	35,22	-48,92	41,7	-41,28
18,19	-67,81	14,08	-66,32	17,46	-63,54	25,87	-46,89	20,01	-48,66	34,38	-48,72	36,71	-52,51
24,25	-60,25	19,92	-60,48	23,62	-56,58	25,61	-46,81	27,32	-41,56	34,73	-49,23	18,11	-73,29
18,22	-59,7	21,09	-54,91	17,22	-62,78	25,9	-44,06	33,97	-34,85	31,51	-47,39	43,22	-45,6
9,19	-60,81	20,1	-51,9	16,06	-59,94	22,95	-43,93	32,27	-36,49	22,94	-54,58	31,79	-44,51
9,45	-60,55	20,93	-53,27	15,17	-60,71	9,85	-53,69	19,2	-49,4	21,56	-55,44	21,43	-63,79
14,92	-55,22	23,59	-50,21	13,8	-62,2	15,09	-48,61	16,82	-49,2	23,14	-53,86	31,44	-53,32
15,39	-55,07	25,37	-46,63	13,13	-63,35	22	-41,5	16,98	-51,58	22,92	-52,42	34,1	-51,12
12,75	-56,65	19,56	-50,44	16,51	-61,49	21,51	-42,17	12,21	-56,64	21,96	-54,24	34,18	-43,96
9,45	-58,95	24,3	-45,7	21,73	-75,43	23,5	-40,1	31,83	-45,27	17,23	-65,31	33,42	-42,5
10,6	-59,4	26,93	-42,35	17,88	-99,1	29,42	-44,48	41,03	-55,93	16,27	-77,23	25,59	-57,39
13,15	-58,23	31,81	-43,97	20,92	-76,46	29,59	-75,43	39,75	-57,21	21,44	-62,52	27,38	-57,38
8,99	-60,41	46,02	-28,98	19,7	-63,8	36,23	-71,77	36,03	-57,47	17,31	-60,83	30,05	-40,85
15,84	-53,56	22,75	-47,55	12,41	-64,07	33,71	-59,47	39,83	-38,51	23,29	-52,71	18,08	-51,22

B. Preços da Reserva Terciária

Dia 1		Dia 2		Dia 3		Dia 4		Dia 5		Dia 6		Dia 7	
PREÇO SUBIR	PREÇO DESCER	PREÇO SUBIR	PREÇO DESCER	PREÇO SUBIR	PREÇO DESCER	PREÇO SUBIR	PREÇO DESCER	PREÇO SUBIR	PREÇO DESCER	PREÇO SUBIR	PREÇO DESCER	PREÇO SUBIR	PREÇO DESCER
	0,01	36,6	31,5	34,4	22,5	47	32,5	42	31,5	43,5	30,5	33,5	24,3
31,5	0,01	36,6	31,5	34,4	21	47	2,55	42	23,5	53	22	31,5	
31,5	0,1		25,3	34,4	21	44,5	28	45	22	39,5	22		18,5
31,5	0,1	36,5	20,8	34,4	16	46,5	26	34,7	20	39,5	21		9,5
31,5	5		22,3	34,4	16	38	24	34,7	21	39,5	20	31,5	9,5
31,5	5		20,8	34,4	24,4	33,82	22	34,7	21	40	20	31,5	10,8
	10		26	41,6	25		21	34,7	21	45	23	33,5	10,8
39,64	20	45,8	17,2	43	25		0	34,7	19,8	41,5	24	36,99	20
33,7	20	45	20,8	41,6	25	34,76	15,2	34,7	18,6		32		14
46	20	45	23,5	42,3	27	34,07	21	34,7	20	45	30,5	51,53	22,3
42,5	20		25,3	42,45	27,5	44,5	25	34,7	19,6	43,5	35	51,53	22,8
43,5	20,4	45,8	17,2	41,8	25	40	27,25	34,7	24	43,5	35	62	22,8
42,5	20,4	45,8	20,8	41	27	40	27	34,7	28,5	43,5	35	65	22,3
42,5	17,5	37,1	20,5	41,8	25	40	27,5	34,7	31,91	45	32	62	22,8
40,55	10	37,1	20,5	41	21	34,44	24	34,7	31,38		23,5	46,52	22,8
41,05	10,5	41	22,3	41	21	33,5	15,7	34,7	19,6	48	22	65,2	22,4
38,5	10,5	39,1	23,5	41	21	32	15,2	34,7	20	39,5	23	62,5	22,3
38,5	10,5		25	41	24,5	32	22	34,7	21	39,5	23	62,5	22,8
33,5	10		24,7	41,6	25		22	34,7	21	39,5	23	46,52	22,4
33,5	10	29,75	22,3	49,33	26		24	40	24,5	45	23	46,52	22,8
26,25	10,5	29,44	22,3	59,14	26,5	37,45	28	54,73	31,5	48	24	62,5	21,3
39	10,5	34,29	25,3	49,44	26,5	55,51	27	53,73	36	45	23,5	65,5	22,3
39	12,5	39,1	28,5	42,5	26,5	57,2	29,5	52	31,5	45	23	46,52	20,4
39	16,5	36,6	24,7	41	21	47	31,5	42	36,67	39,5	23	33,5	1,52

C. CASO A – Resultados de Mercado Simulados

Tabela 5.1 - Potência contratada e preços simulados e reais do mercado diário, para o Dia 1 por cada hora de programação

Hora	Potência contratada simulada [MW]	Potência contratada real [MW]	Preço simulado [€/MWh]	Preço real [€/MWh]
0	23504,86	23148,4	45,5	33,5
1	22534,159	21561,1	40	30
2	21701,659	20611	40	29,5
3	21004,459	19644,2	40	30
4	20736,849	19382,6	40	29,5
5	20729,958	19372,4	40	29,07
6	21992,149	20366,5	40,59	33,64
7	24507,96	22684,3	44,59	38,64
8	27984,649	25903,3	49,5	41
9	31029,727	28874,5	51,4	45
10	32230,637	30197,5	50,2	42,11
11	33700,46	31633,5	50,5	43
12	34210,64	32141,5	50,2	42,25
13	33594,859	31545,6	47	38,96
14	32323,47	30710,1	40,59	35
15	32115,647	30522,6	40	35
16	31878,66	30284,9	40	35,07
17	31717,14	30026,6	40,59	35,23
18	30435,56	29074	40	34,7
19	29711,728	28459,9	40	34,2
20	31583,95	29391,6	43,5	35
21	32006,059	29501,9	44	35,69
22	30098,95	28040	43,5	34,7
23	28958,147	26766,7	43,5	34,7

Tabela 5.2 - Potência contratada e preços simulados e reais do mercado diário, para o Dia 2 por cada hora de programação

Hora	Potência contratada simulada [MW]	Potência contratada real [MW]	Preço simulado [€/MWh]	Preço real [€/MWh]
0	22382,4	22382,5	4	36,9
1	20450,5	20448,9	40	35
2	19519,2	19514,7	40	34,96
3	16865,7	18930,4	40	34,64
4	16740,5	18533,8	40	34,6
5	16993,5	18651,8	40	34,58
6	20308,2	20056,9	40,59	35,15
7	22575,9	22388,3	44,59	38
8	25121,1	24831,8	49,5	38,4
9	27539,6	27233,5	51,4	41,5
10	29248,5	29056,4	50,2	43,25
11	29814,3	29567,9	50,5	40,2
12	26857,4	29942,8	50,2	40,2
13	29866,4	29591,2	47	38
14	28607,1	28403,1	40,59	36
15	24903,1	27652,8	40	37,1
16	24831,5	27531,3	40	36,9
17	27480,3	27438,7	40,59	36
18	26712,0	26792,6	40	35
19	26029,2	26138,2	40	35
20	27025,5	26145,4	43,5	34,64
21	29038,0	28152,6	44	37,89
22	27963,8	27014,4	43,5	37,5
23	25167,0	24253,9	43,5	35,15

Tabela 5.3 - Potência contratada e preços simulados e reais do mercado diário, para o Dia 3 por cada hora de programação

Hora	Potência contratada simulada [MW]	Potência contratada real [MW]	Preço simulado [€/MWh]	Preço real [€/MWh]
0	25620,6	25660,6	41,59	37,97
1	23042,8	23042,8	34,54	34,53
2	21184,7	22062	34,4	34,47
3	20190,8	21080,5	34,4	34,41
4	19984,9	20871,8	34,4	34,41
5	20283,6	21174,3	34,5	34,51
6	22136,8	22227,1	35	36,7
7	22107,3	25962	44,59	40,45
8	23847,2	27822,1	47	39,5
9	29198,6	29157,7	50,2	42
10	30185,2	29840,8	51	42,15
11	30004,0	29608	50,2	40,5
12	29502,5	29100,6	50,2	40,1
13	29296,1	29064,7	49,5	40
14	27895,5	27776,3	43	38
15	27354,5	27042,9	43,5	37,94
16	27020,5	26712	43,5	38
17	26989,7	26666	44,59	38,24
18	27807,8	27486,8	42,5	39
19	31417,4	31288,6	51,59	48,58
20	27054,6	33039,2	51,5	58,49
21	26784,1	32808,7	50,5	48,69
22	30623,9	30660,9	50,2	41,75
23	27940,2	27739,4	44	38,24

Tabela 5.4 - Potência contratada e preços simulados e reais do mercado diário, para o Dia 4 por cada hora de programação

Hora	Potência contratada simulada [MW]	Potência contratada real [MW]	Preço simulado [€/MWh]	Preço real [€/MWh]
0	23049,4	23048	43,5	42,58
1	20865,1	20823,8	40	40,2
2	19182,8	19107,4	38	38,88
3	17894,7	17740,9	37	33,27
4	15894,9	17117,3	37	32,5
5	15840,1	17123,2	30	30,07
6	15916,8	17197,9	30	30,07
7	16116,4	17338,7	30	30,07
8	16155,0	17756,2	31,1	31,18
9	18998,3	18879,7	37	33,07
10	21228,2	20854,7	39	38
11	22130,8	22062	37	36,38
12	22418,0	22385,2	37	36,21
13	22378,4	22419,6	34,9	34,98
14	22098,1	22186,7	33,4	33,44
15	20713,9	21170,6	31,7	31,77
16	19086,0	20616,3	27,5	27,5
17	18871,1	20040,4	26	26
18	18562,6	20031,4	27,5	27,5
19	18569,0	20316,1	30	30
20	21683,5	21415,5	38	36,95
21	25520,1	25597,4	49,5	52,51
22	25254,6	25524,6	50,2	54
23	23712,8	23837,9	44	46,59

Tabela 5.5 - Potência contratada e preços simulados e reais do mercado diário, para o Dia 5 por cada hora de programação

Hora	Potência contratada simulada [MW]	Potência contratada real [MW]	Preço simulado [€/MWh]	Preço real [€/MWh]
0	25187,6	25187,6	44,59	45,32
1	22804,7	22692,1	43,5	38,98
2	20810,7	20569,1	41	38,02
3	19677,7	19410,3	38	37,14
4	19062,5	18868,8	37	34,7
5	18885,1	18645,2	37	34,42
6	18783,4	18544,2	37	34,42
7	18123,8	18038,5	37	31,77
8	18648,0	18648	30,89	30
9	20024,2	20024,2	31	30,27
10	21596,7	21323,6	37	34,28
11	22543,5	22306	37	34,34
12	22484,1	22373,8	37	34,44
13	23053,9	22726,3	37	34,41
14	22715,1	22390,7	37	34,38
15	21340,2	21003,4	37	34,3
16	20476,2	20129,5	37	33,01
17	20210,6	19860,4	37	34,28
18	20606,7	20437	37	34,43
19	24470,4	24363,7	40	38,55
20	27382,5	27365,5	50,2	48,48
21	27981,6	27882,4	50,2	48,48
22	27121,4	27042,7	50,2	46,75
23	25213,7	24939,4	44,59	39,17

Tabela 5.6 - Potência contratada e preços simulados e reais do mercado diário, para o Dia 6 por cada hora de programação

Hora	Potência contratada simulada [MW]	Potência contratada real [MW]	Preço simulado [€/MWh]	Preço real [€/MWh]
0	24469,9	23473,8	48	39,17
1	21177,6	21189,2	40	38,01
2	17542,5	20046,1	37,4	37,95
3	19318,5	19431,4	37	36,1
4	16781,6	19014,3	35,15	34,77
5	16989,3	19156,1	35,15	34,76
6	20564,9	20589,7	40	38,59
7	22415,0	22627,3	48	43,95
8	24580,3	24587,8	44	39,17
9	26365,3	26338,5	48	41,55
10	27544,0	27591,3	50,2	42,07
11	27564,9	27553,6	48	41,55
12	27653,4	27629,6	49,5	41,98
13	27208,0	27142,9	44,59	39,45
14	25954,4	25759	43,5	38,76
15	21124,1	25050,4	38	38,5
16	20733,9	24469,5	39	38,5
17	20671,0	24352,3	38	37,67
18	24590,1	24281,9	40	38,1
19	27667,9	27433,6	49,5	41,27
20	30342,5	29970,7	52,09	46,75
21	29854,5	29648,3	50,5	41,98
22	28311,5	28289,5	47	39,07
23	25942,1	25969,8	42,5	38

Tabela 5.7 - Potência contratada e preços simulados e reais do mercado diário, para o Dia 7 por cada hora de programação

Hora	Potência contratada simulada [MW]	Potência contratada real [MW]	Preço simulado [€/MWh]	Preço real [€/MWh]
0	24644,8	24589,8	45,5	33,5
1	20376,6	23242,8	29	31
2	22466,5	22466,5	28	27,51
3	21265,6	21265,6	29	27,51
4	20808,6	20808,6	29	25,97
5	20617,8	20617,8	29,5	26,32
6	22065,1	22334,1	33,29	33,3
7	25259,5	25426,2	40	36,95
8	28370,8	28018,7	40	37,5
9	30519,0	30235,7	41,59	39,06
10	32118,8	32250,2	44	41,49
11	33710,4	33880,5	48	44,61
12	34464,1	34541,8	49,5	45,7
13	33980,0	34172,8	48	44,41
14	32300,8	32374	40	38,15
15	33238,1	33435,9	44	42,61
16	33123,8	33284,9	44	42,38
17	33040,8	33179,5	44	42,61
18	31772,5	32076,1	40	39,07
19	30972,3	31255,4	40	37,96
20	32555,7	32037,7	45,5	41,49
21	32723,0	32249	48	42,38
22	29906,0	29635,4	37	35,45
23	27586,0	27586	36,18	34,65

Tabela 5.8 – Valores de consumo máximo previsto e necessidades de banda secundária para o Dia 1, por hora de programação

Hora	Consumo Máximo Previsto [MW]	Banda necessária a baixar [MW]	Banda necessária a subir [MW]
0	9583,6	-97	194
1	8574,1	-89,5	179
2	8182,9	-86,5	173
3	4562,1	-55,5	111
4	4458,1	-54,5	109
5	4406,4	-54	108
6	7546,9	-81,5	163
7	7990,0	-85	170
8	8377,6	-88	176
9	5590,0	-65	130
10	6218,1	-70,5	141
11	6393,6	-72	144
12	6511,6	-73	146
13	6452,5	-72,5	145
14	6218,1	-70,5	141
15	6393,6	-72	144
16	6452,5	-72,5	145
17	6334,9	-71,5	143
18	6102,1	-69,5	139
19	5758,9	-66,5	133
20	5702,4	-66	132
21	6160,0	-70	140
22	6160,0	-70	140
23	5815,6	-67	134

Tabela 5.9 - Valores de consumo máximo previsto e necessidades de banda secundária para o Dia 2, por hora de programação

Hora de programação	Consumo Máximo Previsto [MW]	Banda necessária a baixar [MW]	Banda necessária a subir [MW]
0	5257,6	-62	124
1	4825,6	-58	116
2	4510,0	-55	110
3	4354,9	-53,5	107
4	4252,5	-52,5	105
5	4252,5	-52,5	105
6	4406,4	-54	108
7	4510,0	-55	110
8	5040,0	-60	120
9	5872,5	-67,5	135
10	6160,0	-70	140
11	6334,9	-71,5	143
12	6393,6	-72	144
13	6160,0	-70	140
14	6160,0	-70	140
15	6334,9	-71,5	143
16	6334,9	-71,5	143
17	6218,1	-70,5	141
18	6044,4	-69	138
19	5986,9	-68,5	137
20	5986,9	-68,5	137
21	6218,1	-70,5	141
22	6276,4	-71	142
23	6044,4	-69	138

Tabela 5.10 - Valores de consumo máximo previsto e necessidades de banda secundária para o Dia 3, por hora de programação

Hora de programação	Consumo Máximo Previsto [MW]	Banda necessária a baixar [MW]	Banda necessária a subir [MW]
0	6630,4	-74	148
1	5929,6	-68	136
2	5148,4	-61	122
3	4878,9	-58,5	117
4	4772,5	-57,5	115
5	4719,6	-57	114
6	4772,5	-57,5	115
7	5148,4	-61	122
8	5646,1	-65,5	131
9	6452,5	-72,5	145
10	6991,6	-77	154
11	7113,6	-78	156
12	7174,9	-78,5	157
13	6870,4	-76	152
14	6690,1	-74,5	149
15	6810,1	-75,5	151
16	6690,1	-74,5	149
17	6511,6	-73	146
18	6511,6	-73	146
19	7113,6	-78	156
20	7609,6	-82	164
21	7546,9	-81,5	163
22	7360,0	-80	160
23	7113,6	-78	156

Tabela 5.11 - Valores de consumo máximo previsto e necessidades de banda secundária para o Dia 4, por hora de programação

Hora	Consumo Máximo Previsto [MW]	Banda necessária a baixar [MW]	Banda necessária a subir [MW]
0	5040,0	-60	120
1	4614,4	-56	112
2	4354,9	-53,5	107
3	4050,1	-50,5	101
4	3900,4	-49	98
5	3850,9	-48,5	97
6	3850,9	-48,5	97
7	3801,6	-48	96
8	3752,5	-47,5	95
9	4050,1	-50,5	101
10	4406,4	-54	108
11	4772,5	-57,5	115
12	4986,1	-59,5	119
13	5040,0	-60	120
14	4878,9	-58,5	117
15	4772,5	-57,5	115
16	4666,9	-56,5	113
17	4510,0	-55	110
18	4510,0	-55	110
19	4614,4	-56	112
20	4932,4	-59	118
21	5590,0	-65	130
22	5758,9	-66,5	133
23	5534,1	-64,5	129

Tabela 5.12 - Valores de consumo máximo previsto e necessidades de banda secundária para o Dia 5, por hora de programação

Hora de programação	Consumo Máximo Previsto [MW]	Banda necessária a baixar [MW]	Banda necessária a subir [MW]
0	5478,4	-64	128
1	4825,6	-58	116
2	4406,4	-54	108
3	4201,6	-52	104
4	4000,0	-50	100
5	3900,4	-49	98
6	3801,6	-48	96
7	3703,6	-47	94
8	3606,4	-46	92
9	3900,4	-49	98
10	4354,9	-53,5	107
11	4562,1	-55,5	111
12	4772,5	-57,5	115
13	4878,9	-58,5	117
14	4614,4	-56	112
15	4406,4	-54	108
16	4303,6	-53	106
17	4252,5	-52,5	105
18	4303,6	-53	106
19	4932,4	-59	118
20	5815,6	-67	134
21	5986,9	-68,5	137
22	5872,5	-67,5	135
23	5702,4	-66	132

Tabela 5.13 - Valores de consumo máximo previsto e necessidades de banda secundária para o Dia 6, por hora de programação

Hora de programação	Consumo Máximo Previsto [MW]	Banda necessária a baixar [MW]	Banda necessária a subir [MW]
0	5367,6	-63	126
1	4878,9	-58,5	117
2	4666,9	-56,5	113
3	4458,1	-54,5	109
4	4354,9	-53,5	107
5	4354,9	-53,5	107
6	4510,0	-55	110
7	4666,9	-56,5	113
8	5040,0	-60	120
9	5929,6	-68	136
10	6276,4	-71	142
11	6334,9	-71,5	143
12	6452,5	-72,5	145
13	6160,0	-70	140
14	6102,1	-69,5	139
15	6334,9	-71,5	143
16	6218,1	-70,5	141
17	6160,0	-70	140
18	5872,5	-67,5	135
19	6044,4	-69	138
20	6511,6	-73	146
21	6393,6	-72	144
22	6044,4	-69	138
23	5872,5	-67,5	135

Tabela 5.14 - Valores de consumo máximo previsto e necessidades de banda secundária para o Dia 7, por hora de programação

Hora	Consumo Máximo Previsto [MW]	Banda necessária a baixar [MW]	Banda necessária a subir [MW]
0	10070,1	-100,5	201
1	8972,5	-92,5	185
2	8442,9	-88,5	177
3	4719,6	-57	114
4	4510,0	-55	110
5	4406,4	-54	108
6	7609,6	-82	164
7	8118,4	-86	172
8	8574,1	-89,5	179
9	5702,4	-66	132
10	6334,9	-71,5	143
11	6630,4	-74	148
12	6870,4	-76	152
13	6870,4	-76	152
14	6690,1	-74,5	149
15	6991,6	-77	154
16	7113,6	-78	156
17	7052,5	-77,5	155
18	6750,0	-75	150
19	6570,9	-73,5	147
20	6511,6	-73	146
21	6750,0	-75	150
22	6870,4	-76	152
23	6452,5	-72,5	145

Market Result			
Hour	Power Down [MW]	Power Up [MW]	System Marginal Price [€/MW]
0	-141.4	282.8	4.9
1	-89.4	178.9	5.33
2	-207.1	414.2	2.16
3	-161.1	322.3	4.56
4	-164.1	328.3	8.0
5	-162.5	325.0	4.98
6	-75.7	151.4	6.81
7	-154.3	308.6	8.68
8	-95.0	190.0	11.02
9	-84.7	169.4	9.36
10	-69.5	139.0	6.47
11	-129.0	258.0	8.79
12	-88.5	177.0	5.3
13	-88.5	177.0	7.78
14	-56.8	126.8	11.8
15	-44.8	89.6	5.66
16	-44.4	88.8	14.36
17	-125.5	250.9	11.83
18	-160.5	321.0	19.51
19	-215.4	430.7	17.04
20	-69.5	139.0	17.04
21	-98.7	197.4	21.2
22	-69.5	139.0	15.78
23	-113.7	227.4	21.03

Figura 5.2 - Banda secundária casada e respetivo preço para o Dia 1, por hora de programação

Market Result			
Hour	Power Down [MW]	Power Up [MW]	System Marginal Price [€/MW]
0	-7.5	15.0	1.19
1	0.0	0.0	0.0
2	0.0	0.0	0.0
3	0.0	0.0	0.0
4	0.0	0.0	0.0
5	0.0	0.0	0.0
6	0.0	0.0	0.0
7	-72.7	145.4	14.91
8	-113.7	227.4	9.51
9	-72.7	145.3	5.56
10	-69.5	139.0	9.0
11	-69.5	139.0	5.43
12	-88.5	177.0	6.75
13	-138.4	276.7	9.0
14	0.0	0.0	0.0
15	0.0	0.0	0.0
16	0.0	0.0	0.0
17	0.0	0.0	0.0
18	0.0	0.0	0.0
19	0.0	0.0	0.0
20	0.0	0.0	0.0
21	-98.7	197.4	17.45
22	-69.5	139.0	15.92
23	-166.9	333.7	24.49

Figura 5.1 - Banda secundária casada e respetivo preço para o Dia 2, por hora de programação

Market Result			
Hour	Power Down [MW]	Power Up [MW]	System Marginal Price [€/MW]
0	-69.5	139.0	1.09
1	0.0	0.0	0.0
2	0.0	0.0	0.0
3	0.0	0.0	0.0
4	0.0	0.0	0.0
5	0.0	0.0	0.0
6	0.0	0.0	0.0
7	-148.2	296.4	9.99
8	-113.7	227.4	11.21
9	-69.5	139.0	5.84
10	-69.5	139.0	8.25
11	-124.0	248.0	7.53
12	-124.0	248.0	8.93
13	-132.7	265.4	7.68
14	-113.7	227.4	7.03
15	-124.0	248.0	8.89
16	-113.7	227.4	10.14
17	-69.5	139.0	5.45
18	-69.5	139.0	17.22
19	-152.0	304.0	21.92
20	-143.0	286.0	18.45
21	-88.5	177.0	18.26
22	-113.7	227.4	20.03
23	-98.7	197.4	20.04

Figura 5.3 - Banda secundária casada e respetivo preço para o Dia 3, por hora de programação

Market Result			
Hour	Power Down [MW]	Power Up [MW]	System Marginal Price [€/MW]
0	-54.5	109.0	3.79
1	-107.2	214.3	1.93
2	0.0	0.0	0.0
3	0.0	0.0	0.0
4	0.0	0.0	0.0
5	0.0	0.0	0.0
6	0.0	0.0	0.0
7	0.0	0.0	0.0
8	0.0	0.0	0.0
9	0.0	0.0	0.0
10	0.0	0.0	0.0
11	0.0	0.0	0.0
12	0.0	0.0	0.0
13	0.0	0.0	0.0
14	0.0	0.0	0.0
15	0.0	0.0	0.0
16	0.0	0.0	0.0
17	0.0	0.0	0.0
18	0.0	0.0	0.0
19	0.0	0.0	0.0
20	0.0	0.0	0.0
21	-132.7	265.4	18.7
22	-84.7	169.4	21.09
23	-69.5	139.0	15.56

Figura 5.4 - Banda secundária casada e respetivo preço para o Dia 4, por hora de programação

Market Result			
Hour	Power Down [MW]	Power Up [MW]	System Marginal Price [€/MW]
0	-69.5	139.0	5.72
1	-69.5	139.0	3.94
2	-69.5	139.0	6.77
3	0.0	0.0	0.0
4	0.0	0.0	0.0
5	0.0	0.0	0.0
6	0.0	0.0	0.0
7	0.0	0.0	0.0
8	0.0	0.0	0.0
9	0.0	0.0	0.0
10	0.0	0.0	0.0
11	0.0	0.0	0.0
12	0.0	0.0	0.0
13	0.0	0.0	0.0
14	0.0	0.0	0.0
15	0.0	0.0	0.0
16	0.0	0.0	0.0
17	0.0	0.0	0.0
18	0.0	0.0	0.0
19	-178.8	357.6	19.14
20	-69.5	139.0	17.23
21	-69.5	139.0	18.78
22	-95.0	190.0	17.17
23	-69.5	139.0	19.9

Figura 5.6 - Banda secundária casada e respetivo preço para o Dia 5, por hora de programação

Market Result			
Hour	Power Down [MW]	Power Up [MW]	System Marginal Price [€/MW]
0	-88.5	177.0	1.13
1	-253.5	507.0	6.06
2	0.0	0.0	0.0
3	0.0	0.0	0.0
4	0.0	0.0	0.0
5	0.0	0.0	0.0
6	-127.8	255.5	7.1
7	-54.5	109.0	6.1
8	-98.7	197.4	10.34
9	-124.0	248.0	12.2
10	-98.7	197.4	8.53
11	-129.0	258.0	9.62
12	-95.0	190.0	11.47
13	-69.4	138.8	10.97
14	-124.0	248.0	12.38
15	0.0	0.0	0.0
16	0.0	0.0	0.0
17	0.0	0.0	0.0
18	-57.8	115.7	19.78
19	-69.5	139.0	16.53
20	-84.8	169.6	16.55
21	-110.0	220.0	16.85
22	-95.0	190.0	17.94
23	-113.7	227.4	19.12

Figura 5.5 - Banda secundária casada e respetivo preço para o Dia 6, por hora de programação

Market Result			
Hour	Power Down [MW]	Power Up [MW]	System Marginal Price [€/MW]
0	-101.7	203.3	1.04
1	0.0	0.0	0.0
2	0.0	0.0	0.0
3	0.0	0.0	0.0
4	0.0	0.0	0.0
5	0.0	0.0	0.0
6	0.0	0.0	0.0
7	-62.1	124.2	11.81
8	-108.9	217.8	7.16
9	-69.5	139.0	6.33
10	-113.7	227.4	12.41
11	-69.5	139.0	5.0
12	-124.0	248.0	9.45
13	-88.5	177.0	6.36
14	-108.5	217.0	6.26
15	-69.5	139.0	10.19
16	-124.0	248.0	7.85
17	-98.7	197.4	10.84
18	-85.0	170.0	18.65
19	-232.1	464.3	24.95
20	-98.7	197.4	18.71
21	-88.5	177.0	16.53
22	0.0	0.0	0.0
23	0.0	0.0	0.0

Figura 5.7 - Banda secundária casada e respetivo preço para o Dia 7, por hora de programação

D. CASO B – Resultados de Mercado Simulados

Tabela 5.15 - Potência contratada e preços simulados e reais, para o Dia 1 por cada hora de programação

Hora	Potência contratada simulada [MW]	Potência contratada real [MW]	Preço simulado [€/MWh]	Preço real [€/MWh]
0	23504,9	23148,4	45,5	33,5
1	22534,2	21561,1	40	30
2	21701,7	20611	40,59	29,5
3	21004,5	19644,2	42,5	30
4	20736,8	19382,6	41,59	29,5
5	20730,0	19372,4	40	29,07
6	21992,1	20366,5	40,59	33,64
7	24508,0	22684,3	44,59	38,64
8	27984,5	25903,3	49,5	41
9	31029,6	28874,5	51	45
10	32230,6	30197,5	49,5	42,11
11	33700,5	31633,5	50,2	43
12	34210,6	32141,5	50,2	42,25
13	33594,9	31545,6	45,5	38,96
14	32323,5	30710,1	40	35
15	32115,6	30522,6	40,59	35
16	31878,6	30284,9	40,59	35,07
17	31717,1	30026,6	43,5	35,23
18	30435,6	29074	40	34,7
19	29711,7	28459,9	40	34,2
20	31584,0	29391,6	44	35
21	32006,1	29501,9	44	35,69
22	30099,0	28040	43,5	34,7
23	28958,1	26766,7	44	34,7

Tabela 5.16 - Potência contratada e preços simulados e reais, para o Dia 2 por cada hora de programação

Hora	Potência contratada simulada [MW]	Potência contratada real [MW]	Preço simulado [€/MWh]	Preço real [€/MWh]
0	22382,4	22382,5	39	36,9
1	20450,5	20448,9	35	35
2	19519,2	19514,7	34,9	34,96
3	16959,1	18930,4	31,02	34,64
4	16586,5	18533,8	31,68	34,6
5	17106,4	18651,8	31,02	34,58
6	20308,2	20056,9	37	35,15
7	22575,9	22388,3	40	38
8	25171,1	24831,8	42,5	38,4
9	27539,6	27233,5	44	41,5
10	29248,5	29056,4	47	43,25
11	29814,3	29567,9	44	40,2
12	26857,4	29942,8	50,5	40,2
13	29866,4	29591,2	40	38
14	28607,1	28403,1	37	36
15	24903,1	27652,8	35	37,1
16	24831,5	27531,3	37	36,9
17	27480,3	27438,7	37,4	36
18	26712,0	26792,6	35	35
19	26029,2	26138,2	35	35
20	27025,5	26145,4	39	34,64
21	29038,0	28152,6	44	37,89
22	27963,8	27014,4	41,59	37,5
23	25167,0	24253,9	39	35,15

Tabela 5.17 - Potência contratada e preços simulados e reais, para o Dia 3 por cada hora de programação

Hora	Potência contratada simulada [MW]	Potência contratada real [MW]	Preço simulado [€/MWh]	Preço real [€/MWh]
0	25660,6	25660,6	40	37,97
1	23064,5	23042,8	34,5	34,53
2	21184,7	22062	34,4	34,47
3	20190,8	21080,5	34,4	34,41
4	19984,9	20871,8	34,4	34,41
5	20283,6	21174,3	34,5	34,51
6	22136,8	22227,1	35	36,7
7	22107,3	25962	44,59	40,45
8	23847,2	27822,1	47	39,5
9	29198,6	29157,7	50,2	42
10	30185,2	29840,8	51	42,15
11	30004,0	29608	50,2	40,5
12	29502,5	29100,6	50,2	40,1
13	29296,1	29064,7	48	40
14	27929,0	27776,3	41,59	38
15	27354,5	27042,9	43,5	37,94
16	27020,5	26712	43,5	38
17	26989,7	26666	44,59	38,24
18	27807,8	27486,8	41,59	39
19	31417,4	31288,6	52	48,58
20	27054,6	33039,2	51,4	58,49
21	26784,1	32808,7	50,5	48,69
22	30623,9	30660,9	50,2	41,75
23	27940,2	27739,4	44	38,24

Tabela 5.18 - Potência contratada e preços simulados e reais, para o Dia 4 por cada hora de programação

Hora	Potência contratada simulada [MW]	Potência contratada real [MW]	Preço simulado [€/MWh]	Preço real [€/MWh]
0	23049,4	23048	43,5	42,58
1	20865,1	20823,8	40	40,2
2	19182,8	19107,4	38	38,88
3	17894,7	17740,9	37	33,27
4	15894,9	17117,3	32,5	32,85
5	15779,6	17123,2	37	32,82
6	15887,0	17197,9	37	32,82
7	15978,8	17338,7	30	32,8
8	16155,0	17756,2	31,1	32,76
9	18998,3	18879,7	37	33,07
10	21228,2	20854,7	40	38
11	22130,8	22062	37,4	36,38
12	22418,0	22385,2	37	36,21
13	22378,4	22419,6	34,9	34,98
14	22098,1	22186,7	37	33,44
15	20713,9	21170,6	31,7	31,77
16	19086,0	20616,3	27,5	31,85
17	18871,1	20040,4	26	31,75
18	18562,6	20031,4	27,5	31,84
19	18569,0	20316,1	30	31,8
20	21683,5	21415,5	37	36,95
21	25520,1	25597,4	50,2	52,51
22	25254,6	25524,6	50,2	54
23	23712,8	23837,9	44,59	46,59

Tabela 5.19 - Potência contratada e preços simulados e reais, para o Dia 5 por cada hora de programação

Hora	Potência contratada simulada [MW]	Potência contratada real [MW]	Preço simulado [€/MWh]	Preço real [€/MWh]
0	25187,6	25187,6	45,5	45,32
1	22804,7	22692,1	43,5	38,98
2	20798,4	20569,1	41,59	38,02
3	19677,7	19410,3	38	37,14
4	19062,5	18868,8	37	34,7
5	18885,1	18645,2	37	34,42
6	18783,4	18544,2	37	34,42
7	18123,8	18038,5	37	31,77
8	18588,2	18648	30,9	30
9	20138,6	20024,2	30,94	30,27
10	21596,7	21323,6	37	34,28
11	22543,5	22306	37	34,34
12	22484,1	22373,8	37	34,44
13	23053,9	22726,3	37,4	34,41
14	22715,1	22390,7	37	34,38
15	21340,2	21003,4	37,4	34,3
16	20476,2	20129,5	37	33,01
17	20210,6	19860,4	37	34,28
18	20606,7	20437	37	34,43
19	24470,4	24363,7	40	38,55
20	27382,5	27365,5	50,2	48,48
21	27981,6	27882,4	50,2	48,48
22	27121,4	27042,7	50,2	46,75
23	25213,7	24939,4	44	39,17

Tabela 5.20 - Potência contratada e preços simulados e reais, para o Dia 6 por cada hora de programação

Hora	Potência contratada simulada [MW]	Potência contratada real [MW]	Preço simulado [€/MWh]	Preço real [€/MWh]
0	24469,9	23473,8	48	39,17
1	21177,6	21189,2	40	38,01
2	17542,5	20046,1	37	37,95
3	19418,5	19431,4	35	36,1
4	16797,2	19014,3	33,59	34,77
5	17035,0	19156,1	34	34,76
6	20564,9	20589,7	40	38,59
7	22415,0	22627,3	49,5	43,95
8	24580,3	24587,8	44	39,17
9	26365,3	26338,5	49,5	41,55
10	27544,0	27591,3	50,2	42,07
11	27564,9	27553,6	49,5	41,55
12	27653,4	27629,6	49,5	41,98
13	27208,0	27142,9	44,59	39,45
14	25954,4	25759	43,5	38,76
15	21124,1	25050,4	38	38,5
16	20733,9	24469,5	38	38,5
17	20671,0	24352,3	38	37,67
18	24590,1	24281,9	40	38,1
19	27667,9	27433,6	49,5	41,27
20	30342,5	29970,7	52,09	46,75
21	29854,5	29648,3	50,5	41,98
22	28311,5	28289,5	44,59	39,07
23	25942,1	25969,8	40,59	38

Tabela 5.21 - Potência contratada e preços simulados e reais, para o Dia 7 por cada hora de programação

Hora	Potência contratada simulada [MW]	Potência contratada real [MW]	Preço simulado [€/MWh]	Preço real [€/MWh]
0	24644,8	24589,8	45,5	33,5
1	20426,2	23242,8	29	31
2	22534,4	22466,5	27,5	27,51
3	21115,9	21265,6	29	27,51
4	20671,6	20808,6	29	25,97
5	20588,7	20617,8	29,71	26,32
6	22065,1	22334,1	33,29	33,3
7	25259,5	25426,2	38	36,95
8	28370,8	28018,7	40	37,5
9	30519,0	30235,7	42,5	39,06
10	32118,8	32250,2	44	41,49
11	33710,4	33880,5	48	44,61
12	34464,1	34541,8	49,5	45,7
13	33980,0	34172,8	47	44,41
14	32300,8	32374	40	38,15
15	33238,1	33435,9	44	42,61
16	33123,8	33284,9	44	42,38
17	33040,8	33179,5	44	42,61
18	31772,5	32076,1	40	39,07
19	30972,3	31255,4	40	37,96
20	32555,7	32037,7	44,59	41,49
21	32723,0	32249	48	42,38
22	29962,4	29635,4	37	35,45
23	27565,9	27586	37	34,65

Market Result			
Hour	Power Down [MW]	Power Up [MW]	System Marginal Price [€/MW]
0	-140.4	280.9	3.12
1	-165.4	330.9	5.33
2	-219.0	438.0	2.16
3	-54.5	109.0	0.0
4	-107.3	214.6	0.0
5	-129.9	259.7	4.98
6	-78.0	156.0	1.14
7	-146.3	292.5	8.68
8	-95.0	190.0	11.02
9	-84.7	169.4	9.36
10	-69.5	139.0	6.47
11	-129.0	258.0	8.79
12	-88.5	177.0	5.3
13	-105.5	211.0	7.78
14	-59.0	118.1	11.8
15	-68.6	137.1	5.66
16	-96.5	193.0	0.0
17	-98.7	197.4	10.18
18	-151.9	303.9	19.51
19	-194.9	389.9	17.04
20	-69.5	139.0	17.04
21	-98.7	197.4	21.2
22	-69.5	139.0	15.78
23	-113.7	227.4	21.03

Figura 5.9 - Banda secundária casada e respetivo preço para o Dia 1, por hora de programação

Hour	Power Down [MW]	Power Up [MW]	System Marginal Price [€/MW]
0	0.0	0.0	1.19
1	0.0	0.0	0.0
2	0.0	0.0	0.0
3	0.0	0.0	0.0
4	0.0	0.0	0.0
5	0.0	0.0	0.0
6	0.0	0.0	0.0
7	-101.9	203.8	7.48
8	-113.7	227.4	9.51
9	-124.0	248.0	10.99
10	-69.5	139.0	9.0
11	-69.5	139.0	5.43
12	-88.5	177.0	6.75
13	-193.0	386.0	6.86
14	0.0	0.0	0.0
15	0.0	0.0	0.0
16	0.0	0.0	0.0
17	0.0	0.0	0.0
18	0.0	0.0	0.0
19	0.0	0.0	0.0
20	0.0	0.0	0.0
21	-98.7	197.4	17.45
22	-69.5	139.0	15.92
23	0.0	0.0	24.49

Figura 5.8 - Banda secundária casada e respetivo preço para o Dia 2, por hora de programação

Market Result			
Hour	Power Down [MW]	Power Up [MW]	System Marginal Price [€/MW]
0	-47.2	94.3	8.06
1	0.0	0.0	0.0
2	0.0	0.0	0.0
3	0.0	0.0	0.0
4	0.0	0.0	0.0
5	0.0	0.0	0.0
6	0.0	0.0	0.0
7	-111.9	223.8	9.99
8	-113.7	227.4	11.21
9	-69.5	139.0	5.84
10	-69.5	139.0	8.25
11	-124.0	248.0	7.53
12	-124.0	248.0	8.93
13	-132.7	265.4	7.68
14	-113.7	227.4	7.03
15	-124.0	248.0	8.89
16	-113.7	227.4	10.14
17	-69.5	139.0	5.45
18	-69.5	139.0	17.22
19	-153.8	307.7	21.92
20	-143.0	286.0	18.45
21	-88.5	177.0	18.26
22	-113.7	227.4	20.03
23	-98.7	197.4	20.04

Figura 5.11 - Banda secundária casada e respetivo preço para o Dia 3, por hora de programação

Market Result			
Hour	Power Down [MW]	Power Up [MW]	System Marginal Price [€/MW]
0	-54.5	109.0	3.79
1	-119.0	238.0	1.93
2	0.0	0.0	0.0
3	0.0	0.0	0.0
4	0.0	0.0	0.0
5	0.0	0.0	0.0
6	0.0	0.0	0.0
7	0.0	0.0	0.0
8	0.0	0.0	0.0
9	0.0	0.0	0.0
10	-117.3	234.5	0.0
11	0.0	0.0	0.0
12	0.0	0.0	0.0
13	0.0	0.0	0.0
14	0.0	0.0	0.0
15	0.0	0.0	0.0
16	0.0	0.0	0.0
17	0.0	0.0	0.0
18	0.0	0.0	0.0
19	0.0	0.0	0.0
20	0.0	0.0	0.0
21	-132.7	265.4	18.7
22	-84.7	169.4	21.09
23	-112.2	224.3	15.56

Figura 5.10 - Banda secundária casada e respetivo preço para o Dia 4, por hora de programação

Market Result			
Hour	Power Down [MW]	Power Up [MW]	System Marginal Price [€/MW]
0	-85.0	170.0	5.72
1	-69.5	139.0	3.94
2	-70.3	140.5	6.77
3	0.0	0.0	0.0
4	0.0	0.0	0.0
5	0.0	0.0	0.0
6	0.0	0.0	0.0
7	0.0	0.0	0.0
8	0.0	0.0	0.0
9	0.0	0.0	0.0
10	0.0	0.0	0.0
11	0.0	0.0	0.0
12	0.0	0.0	0.0
13	0.0	0.0	0.0
14	0.0	0.0	0.0
15	0.0	0.0	0.0
16	0.0	0.0	0.0
17	0.0	0.0	0.0
18	0.0	0.0	0.0
19	-112.9	225.9	19.14
20	-69.5	139.0	17.23
21	-69.5	139.0	18.78
22	-95.0	190.0	17.17
23	-69.5	139.0	19.9

Figura 5.13 - Banda secundária casada e respetivo preço para o Dia 5, por hora de programação

Market Result			
Hour	Power Down [MW]	Power Up [MW]	System Marginal Price [€/MW]
0	-115.6	231.2	3.76
1	0.0	0.0	0.0
2	0.0	0.0	0.0
3	0.0	0.0	0.0
4	0.0	0.0	0.0
5	0.0	0.0	0.0
6	0.0	0.0	0.0
7	0.0	0.0	11.81
8	-92.3	184.7	7.16
9	-69.5	139.0	6.33
10	-113.7	227.4	12.41
11	-69.5	139.0	5.0
12	-124.0	248.0	9.45
13	-88.5	177.0	6.36
14	-230.0	460.0	6.26
15	-69.5	139.0	10.19
16	-124.0	248.0	7.85
17	-98.7	197.4	10.84
18	-165.6	331.3	18.65
19	-196.4	392.8	24.95
20	-98.7	197.4	18.71
21	-88.5	177.0	16.53
22	0.0	0.0	0.0
23	0.0	0.0	0.0

Figura 5.12 - Banda secundária casada e respetivo preço para o Dia 6, por hora de programação

Market Result			
Hour	Power Down [MW]	Power Up [MW]	System Marginal Price [€/MW]
0	-88.5	177.0	1.13
1	-136.2	272.4	6.06
2	0.0	0.0	0.0
3	0.0	0.0	0.0
4	0.0	0.0	0.0
5	0.0	0.0	0.0
6	-114.5	229.0	7.1
7	-54.5	109.0	6.1
8	-98.7	197.4	10.34
9	-124.0	248.0	12.2
10	-98.7	197.4	8.53
11	-129.0	258.0	9.62
12	-95.0	190.0	11.47
13	-90.3	180.5	10.97
14	-124.0	248.0	12.38
15	0.0	0.0	0.0
16	0.0	0.0	0.0
17	0.0	0.0	0.0
18	-137.9	275.7	19.78
19	-69.5	139.0	16.53
20	-81.1	162.1	16.55
21	-110.0	220.0	16.85
22	-77.3	154.7	15.6
23	-126.0	252.1	19.12

Figura 5.14 - Banda secundária casada e respetivo preço para o Dia 7, por hora de programação

Up Market Result			Down Market Result		
Hour	Energy [MWh]	System Marginal Price [€/MWh]	Hour	Energy [MWh]	System Marginal Price [€/MWh]
0	2866.4	67.48	0	0.0	0.0
1	2464.0	62.16	1	0.0	0.0
2	1700.1	60.47	2	0.0	0.0
3	1433.0	59.17	3	0.0	0.0
4	1253.3	59.17	4	0.0	0.0
5	653.7	47.91	5	0.0	0.0
6	238.4	45.68	6	0.0	0.0
7	75.4	44.13	7	-0.2	27.83
8	1194.9	60.63	8	0.0	0.0
9	1717.5	66.91	9	0.0	0.0
10	1320.4	60.63	10	0.0	0.0
11	1286.2	62.16	11	0.0	0.0
12	1029.7	60.63	12	0.0	0.0
13	1285.3	60.63	13	0.0	0.0
14	1402.8	59.17	14	0.0	0.0
15	854.1	51.58	15	0.0	0.0
16	764.2	51.58	16	0.0	0.0
17	775.6	59.17	17	0.0	0.0
18	1224.7	59.17	18	0.0	0.0
19	1332.7	59.17	19	0.0	0.0
20	1805.0	60.63	20	0.0	0.0
21	1922.7	62.69	21	0.0	0.0
22	1451.0	60.47	22	0.0	0.0
23	610.1	59.17	23	0.0	0.0

Figura 5.15 - Resultado simulado da reserva terciária a subir e a descer para o Dia 1, para cada hora de programação

Up Market Result			Down Market Result		
Hour	Energy [MWh]	System Marginal Price [€/MWh]	Hour	Energy [MWh]	System Marginal Price [€/MWh]
0	1426.5	59.89	0	0.0	0.0
1	1534.8	52.64	1	0.0	0.0
2	2072.1	59.78	2	0.0	0.0
3	1615.4	56.89	3	0.0	0.0
4	1807.5	56.89	4	0.0	0.0
5	1464.5	52.64	5	0.0	0.0
6	1192.4	52.64	6	0.0	0.0
7	2110.3	66.82	7	0.0	0.0
8	2828.7	67.36	8	0.0	0.0
9	2231.4	67.36	9	0.0	0.0
10	2254.3	70.33	10	0.0	0.0
11	2401.0	67.36	11	0.0	0.0
12	2203.9	70.33	12	0.0	0.0
13	2578.6	67.03	13	0.0	0.0
14	2671.6	66.82	14	0.0	0.0
15	2632.1	59.89	15	0.0	0.0
16	2702.9	66.82	16	0.0	0.0
17	2331.8	66.82	17	0.0	0.0
18	2417.1	59.89	18	0.0	0.0
19	2957.8	66.82	19	0.0	0.0
20	2732.5	67.36	20	0.0	0.0
21	3242.8	75.22	21	0.0	0.0
22	3030.0	70.33	22	0.0	0.0
23	1987.3	66.82	23	0.0	0.0

Figura 5.16 - Resultado simulado da reserva terciária a subir e a descer para o Dia 2, para cada hora de programação

Up Market Result			Down Market Result		
Hour	Energy [MWh]	System Marginal Price [€/MWh]	Hour	Energy [MWh]	System Marginal Price [€/MWh]
0	937.6	55.35	0	0.0	0.0
1	642.5	44.49	1	0.0	0.0
2	1672.0	55.35	2	0.0	0.0
3	1984.4	55.45	3	0.0	0.0
4	1255.7	50.09	4	0.0	0.0
5	81.8	41.82	5	0.0	0.0
6	42.2	41.82	6	0.0	0.0
7	264.8	55.45	7	-25.2	37.99
8	949.1	60.34	8	0.0	0.0
9	1341.9	60.34	9	0.0	0.0
10	1403.2	71.46	10	0.0	0.0
11	1255.8	60.34	11	0.0	0.0
12	1018.1	59.95	12	0.0	0.0
13	1761.2	62.28	13	0.0	0.0
14	2279.1	62.28	14	0.0	0.0
15	1486.2	59.95	15	0.0	0.0
16	882.9	55.45	16	0.0	0.0
17	403.0	59.15	17	0.0	0.0
18	488.0	50.07	18	0.0	0.0
19	513.9	59.15	19	0.0	0.0
20	0.0	0.0	20	-438.2	43.92
21	199.2	55.45	21	-46.7	43.92
22	1100.6	59.95	22	0.0	0.0
23	297.8	55.45	23	0.0	0.0

Figura 5.17 - Resultado simulado da reserva terciária a subir e a descer para o Dia 3, para cada hora de programação

Up Market Result			Down Market Result		
Hour	Energy [MWh]	System Marginal Price [€/MWh]	Hour	Energy [MWh]	System Marginal Price [€/MWh]
0	1606.9	64.97	0	0.0	0.0
1	1724.6	63.26	1	0.0	0.0
2	1882.1	63.26	2	0.0	0.0
3	2157.9	61.62	3	0.0	0.0
4	2542.8	63.26	4	0.0	0.0
5	2351.8	63.26	5	0.0	0.0
6	2370.7	63.26	6	0.0	0.0
7	2296.0	61.62	7	0.0	0.0
8	2307.2	61.62	8	0.0	0.0
9	2353.9	63.26	9	0.0	0.0
10	2633.2	66.47	10	0.0	0.0
11	2355.2	64.97	11	0.0	0.0
12	2061.7	61.62	12	0.0	0.0
13	2168.3	61.62	13	0.0	0.0
14	2555.4	63.26	14	0.0	0.0
15	2601.6	63.26	15	0.0	0.0
16	2459.2	63.26	16	0.0	0.0
17	2252.7	61.62	17	0.0	0.0
18	2161.1	61.62	18	0.0	0.0
19	1880.1	56.95	19	0.0	0.0
20	1984.7	63.26	20	0.0	0.0
21	1358.5	61.62	21	0.0	0.0
22	1074.9	61.62	22	0.0	0.0
23	948.7	56.95	23	0.0	0.0

Figura 5.18 - Resultado simulado da reserva terciária a subir e a descer para o Dia 4, para cada hora de programação

Up Market Result			Down Market Result		
Hour	Energy [MWh]	System Marginal Price [€/MWh]	Hour	Energy [MWh]	System Marginal Price [€/MWh]
0	69.4	52.4	0	-41.2	34.53
1	1009.0	58.5	1	0.0	0.0
2	1471.0	60.37	2	0.0	0.0
3	1469.8	58.5	3	0.0	0.0
4	1439.1	58.1	4	0.0	0.0
5	1800.0	58.5	5	0.0	0.0
6	2031.2	58.5	6	0.0	0.0
7	2401.8	60.37	7	0.0	0.0
8	2397.4	60.37	8	0.0	0.0
9	2569.8	60.37	9	0.0	0.0
10	2224.6	60.37	10	0.0	0.0
11	2303.7	60.37	11	0.0	0.0
12	1596.0	58.5	12	0.0	0.0
13	948.9	56.51	13	0.0	0.0
14	1499.5	58.5	14	0.0	0.0
15	1744.8	58.5	15	0.0	0.0
16	1508.2	58.5	16	0.0	0.0
17	911.1	56.51	17	0.0	0.0
18	289.3	52.4	18	0.0	0.0
19	577.8	56.51	19	0.0	0.0
20	0.0	0.0	20	-514.0	34.53
21	0.0	0.0	21	-536.9	34.52
22	0.0	0.0	22	-166.1	34.53
23	85.9	52.4	23	-19.3	34.53

Figura 5.19 - Resultado simulado da reserva terciária a subir e a descer para o Dia 5, para cada hora de programação

Up Market Result			Down Market Result		
Hour	Energy [MWh]	System Marginal Price [€/MWh]	Hour	Energy [MWh]	System Marginal Price [€/MWh]
0	522.2	56.08	0	0.0	0.0
1	1475.1	65.15	1	0.0	0.0
2	1265.2	56.08	2	0.0	0.0
3	1799.1	56.08	3	0.0	0.0
4	1867.1	56.08	4	0.0	0.0
5	1181.3	52.83	5	0.0	0.0
6	852.2	56.08	6	0.0	0.0
7	166.4	47.57	7	-23.6	31.39
8	1683.0	67.8	8	0.0	0.0
9	1161.8	66.73	9	0.0	0.0
10	1257.7	66.73	10	0.0	0.0
11	1392.4	66.73	11	0.0	0.0
12	610.0	56.08	12	0.0	0.0
13	1217.4	66.73	13	0.0	0.0
14	1693.6	66.73	14	0.0	0.0
15	1426.1	60.09	15	0.0	0.0
16	1412.3	60.09	16	0.0	0.0
17	775.5	54.17	17	0.0	0.0
18	745.2	56.08	18	0.0	0.0
19	1101.7	66.73	19	0.0	0.0
20	223.5	54.17	20	0.0	0.0
21	461.0	56.08	21	0.0	0.0
22	809.9	56.08	22	0.0	0.0
23	618.6	54.17	23	0.0	0.0

Figura 5.20 - Resultado simulado da reserva terciária a subir e a descer para o Dia 6, para cada hora de programação

Up Market Result			Down Market Result		
Hour	Energy [MWh]	System Marginal Price [€/MWh]	Hour	Energy [MWh]	System Marginal Price [€/MWh]
0	2694.6	69.13	0	0.0	0.0
1	2388.4	61.29	1	0.0	0.0
2	2286.2	59.69	2	0.0	0.0
3	2098.2	59.69	3	0.0	0.0
4	1898.9	59.69	4	0.0	0.0
5	2033.7	59.69	5	0.0	0.0
6	1054.7	50.49	6	0.0	0.0
7	915.2	51.48	7	0.0	0.0
8	1458.5	59.69	8	0.0	0.0
9	1550.5	61.29	9	0.0	0.0
10	1204.3	61.29	10	0.0	0.0
11	1341.9	61.29	11	0.0	0.0
12	884.9	59.69	12	0.0	0.0
13	1416.6	61.29	13	0.0	0.0
14	1633.4	61.29	14	0.0	0.0
15	1203.9	59.69	15	0.0	0.0
16	422.9	51.48	16	0.0	0.0
17	135.6	41.47	17	0.0	0.0
18	328.6	47.13	18	-94.4	29.32
19	404.7	47.13	19	0.0	0.0
20	1686.7	67.27	20	0.0	0.0
21	2168.7	67.46	21	0.0	0.0
22	2101.3	61.29	22	0.0	0.0
23	1694.3	53.33	23	0.0	0.0

Figura 5.21 - Resultado simulado da reserva terciária a subir e a descer para o Dia 7, para cada hora de programação

2018 Comercialização de Energia Eólica no Mercado Diário e de Reservas: Estratégias de Licitação e Penalizações

Mariana Barata Martins Borges

FCT-UNL