

Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto



Estudo do impacto da introdução dos veículos
elétricos nos preços de mercado e nos diagramas de
carga

Ricardo Nuno Loureiro Gonçalves

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

Orientador: Prof. Dr. João Tomé Saraiva

Julho 2012

© Ricardo Nuno Loureiro Gonçalves, 2012

A Dissertação intitulada

“Estudo do Impacto da Introdução dos Veículos Elétricos nos Preços de Mercado e nos Diagramas de Carga”

foi aprovada em provas realizadas em 16-07-2012

o júri



Presidente **Professor Doutor Fernando Pires Maciel Barbosa**
Professor Catedrático do Departamento de Engenharia Eletrotécnica e de Computadores da Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto



Professor Doutor Pedro Alexandre Flores Correia
Professor Auxiliar do Departamento de Engenharia Eletrotécnica e de Computadores da Instituto Superior Técnico da Universidade Técnica de Lisboa



Professor Doutor João Paulo Tomé Saraiva
Professor Associado do Departamento de Engenharia Eletrotécnica e de Computadores da Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto

O autor declara que a presente dissertação (ou relatório de projeto) é da sua exclusiva autoria e foi escrita sem qualquer apoio externo não explicitamente autorizado. Os resultados, ideias, parágrafos, ou outros extratos tomados de ou inspirados em trabalhos de outros autores, e demais referências bibliográficas usadas, são corretamente citados.



Autor - Ricardo Nuno Loureiro Gonçalves

Resumo

O aumento dos preços dos combustíveis fósseis e a crescente preocupação com o meio ambiente têm originado alterações nos paradigmas da mobilidade e dos sistemas elétricos de energia. Neste sentido, a integração de veículos elétricos nos parques automóveis e a possibilidade de os mesmos se conectarem às redes elétricas para efeitos de carregamento têm que ser consideradas. Assim, devem ser realizados estudos que permitam avaliar o impacto que esta nova realidade terá nos sistemas elétricos, nomeadamente ao nível de soluções de gestão da rede, de necessidades de investimentos, de controlo e automação, de gestão de carga e dos mercados de eletricidade.

Nesta dissertação foram estudados os impactos que a integração de veículos elétricos nos parques automóveis, em Portugal e em Espanha, terão nos diagramas de carga e nos preços da eletricidade do Mercado Ibérico de Eletricidade, no ano de 2020. Para o efeito foi construído um programa que permite simular as condições de mercado para o referido ano, tendo em conta vários cenários previstos para o número de veículos elétricos nos parques automóveis de Portugal e de Espanha. Foi ainda necessário considerar aumentos de carga previstos bem como o aumento da capacidade instalada, com base em dados fornecidos pela EDP - Gestão da Produção, S.A..

No decorrer do trabalho foram realizadas várias simulações, das quais foram retiradas algumas ilações quanto aos impactos que se preveem. Nomeadamente, foram realizadas simulações para dois dias típicos (um de Inverno e outro de Verão), analisando-se os efeitos ao nível dos preços e do diagrama de cargas e três simulações mensais para se analisar com maior detalhe o efeito nos preços da eletricidade.

Através dos resultados das simulações realizadas e tendo em conta cenários de penetração de veículos elétricos no parque automóvel que indiciam uma pequena utilização destes veículos em 2020, é possível concluir que os impactos previsíveis nos preços e nos diagramas de carga são reduzidos, sendo esperados aumento de preços em 2020 entre 0 e 3€/MWh.

Palavras-Chave

Mercados de Eletricidade, Estimativas de Preços da Eletricidade, Veículos Elétricos.

Keywords

Electricity Markets, Electricity Prices Prediction, Electric Vehicles.

Abstract

Rising fossil fuel prices and growing concerns about the environment are causing changes in the paradigms of mobility and electrical power systems. The integration of electric vehicles in car fleet and the possibility of connecting to the electric grids for the purpose of loading must be considered. Thus, studies must be undertaken to assess the impact that this new reality will have on electrical power systems, including concerns with network management solutions, investment, control and automation, load management and electricity markets.

In this Master Thesis it is studied the impact that the integration of electric vehicles in car fleets in Portugal and Spain, we will have in load curves and in electricity prices in the Iberian Electricity Market, in 2020. To this end it was built a program that allows one to simulate market conditions for that year, taking into account various scenarios for the number of electric vehicles in car parks of Portugal and Spain. It was also necessary to consider load increases and the increase planned for the production capacity, based on data provided by EDP - Gestão da Produção, SA.

Several simulations were performed and from which were deducted some conclusions regarding the impact of the electric vehicles. In particular, simulations were performed for two typical days (one in winter and one in summer), analyzing the effects in prices and the in load curves. Besides it was also performed three monthly simulations to examine in greater detail the effect on electricity prices.

Taking into account several scenarios of penetration of electric vehicles in the fleet, pointing to a small use of these vehicles in 2020, it was concluded that the likely impacts on prices and load curves are reduced, and the expected increase in prices in 2020 are between 0 and 3 €/MWh.

Agradecimentos

Em primeiro lugar, gostaria de agradecer ao meu orientador, o Professor Doutor João Paulo Tomé Saraiva, pela ajuda contínua dada ao longo do tempo necessário para a realização desta Dissertação. Gostaria ainda de agradecer ao Engenheiro José Carlos Sousa da EDP - Gestão da Produção S.A., pelo apoio dado e pelos dados fornecidos, que foram preciosos para a finalização do trabalho. Destaco ainda o Engenheiro Nuno Fonseca, investigador do INESC Porto, pelo fornecimento de um algoritmo que permite determinar os preços de mercado, com base nos ficheiros do OMIE. Todo o trabalho de programação que realizei foi de expansão desse algoritmo inicial, pelo que agradeço todo o apoio que recebi.

Uma vez que este documento encerra um ciclo da minha vida, gostaria de agradecer especialmente a todos aqueles que me ajudaram e que estiveram comigo, nomeadamente à minha família e aos meus amigos mais próximos. Se eu podia ter feito o curso sem eles? Podia, mas nunca seria a mesma coisa.

*“Para ser grande, sê inteiro: nada
Teu exagera ou exclui.
Sê todo em cada coisa. Põe quanto és
No mínimo que fazes.
Assim em cada lago a lua toda
Brilha, porque alta vive.”*
Ricardo Reis

*“Privatize-se tudo, privatize-se o mar e o céu, privatize-se a água e o ar, privatize-se a
justiça e a lei, privatize-se a nuvem que passa, privatize-se o sonho [...] e, já agora,
privatize-se também a puta que os pariu a todos”*
José Saramago

“First they ignore you, then they laugh at you, then they fight you, then you win.”
Mohandas “Mahatma” Gandhi

“We are not terrorists. We are freedom fighters, helping to give voices to the voiceless.”
Anonymous

Índice

Resumo	iii
Palavras-Chave	vii
Keywords	vii
Abstract.....	ix
Agradecimentos	xi
Índice.....	xv
Lista de figuras	xix
Lista de tabelas	xxiv
Abreviaturas e Símbolos	xxv
Capítulo 1	1
Introdução.....	1
1.1 - Enquadramento	1
1.2 - Objetivos	2
1.3 - Estrutura da Dissertação.....	3
Capítulo 2	5
Reestruturação do Setor Elétrico e Mercados de Eletricidade	5
2.1 - Resenha Histórica	5
2.2 - Necessidade de Reestruturação	6
2.3 - Reestruturação do Setor Elétrico	7
2.4 - O Caso Europeu.....	8
2.5 - Funcionamento dos Mercados de Eletricidade	10
2.5.1. Pool Simétrico e Pool Assimétrico	10
2.5.2. Modelos Obrigatórios e Modelos Voluntários	13
2.5.3. Propostas Simples e Propostas Complexas	13
2.5.4. Modelo de Exploração do Setor Elétrico em Pool	14
2.5.5. Contratos Bilaterais	15
2.5.6. Mercado Intradiário e Mercado de Reservas	16
2.6 - Exemplo - O Mercado Nórdico de Energia	16
2.6.1. História	16
2.6.2. Características Gerais	16
2.6.3. Solução de Congestionamentos.....	17
2.7 - Serviços de Sistema.....	21
2.7.1 - Controlo de Frequência e Reservas.....	21
2.7.2 - Controlo de Tensão e Potência Reativa.....	22
2.7.3 - <i>Black Start</i>	22
2.8 - Regulação	22

Veículos Elétricos	25
3.1 - Resenha Histórica	25
3.2 - Tipos de Veículos Elétricos	27
3.3 - Classes de Veículos Elétricos	29
3.4 - Baterias	30
3.5 - Integração nas Redes	31
3.6 - Rede de Postos de Carregamento	34
3.7 - Comportamento dos Utilizadores de Veículos Elétricos	34
Caso Português: Mercado de Eletricidade e Mobilidade Elétrica	37
4.1 - MIBEL	37
4.1.1. - Características Gerais	37
4.1.2. - Processo de Negociação	38
4.1.3. - Serviços de Sistema	38
4.1.4. - Mercado de Futuros	39
4.2 - Regulamento Tarifário	39
4.3 - Decreto-Lei nº 39/2010	42
4.4 - Participação do Agregador no MIBEL	44
4.5 - Projeto MOBI.E	45
4.5.1. Trâmites Legais	45
4.5.2. Funcionamento	45
Capítulo 5	47
Implementação do Modelo	47
5.1 - Introdução	47
5.2 - Pressupostos do Programa	49
5.3 - Funcionamento do Programa	50
5.3.1. Aspectos Legais	50
5.3.2. Ano de 2011	54
5.3.3. Ano de 2020 sem Veículos Elétricos	57
5.3.4. Ano de 2020 com Veículos Elétricos	60
5.3.5. <i>Market Splitting</i>	64
5.3.6. Outputs do Programa	65
5.3.7. Tratamento de exceções	67
5.3.8. Número de Dias num Mês	69
5.3.9. Mudança de Hora	69
5.3.10. Ano Bissexto	71
5.3.11. Casos Especiais	71
5.4 - Interface Gráfica	72
5.4.1. Versão Inicial	73
5.4.2. Versão 2 e Versão Final	74
5.5 - Testes	77
5.5.1. Número e Períodos de Carregamento dos Veículos Elétricos	78
5.5.2. Aumento da Capacidade Instalada	83
5.5.3. Mudanças de Hora	85
5.5.4. Tratamentos de Exceções	85
5.5.5. Valor máximo de percentagem de VE	87
5.6 - Sugestões de Melhoramento	87
Impacto dos Veículos Elétricos nos Preços da Eletricidade e nos Diagramas de Carga em 2020	91
6.1. Introdução	91
6.2. Pressupostos do Estudo relativos ao ambiente de Mercado	92
6.2.1. Pressupostos Gerais	92
6.2.2. Cenário Político e Económico	92
6.2.3. Cenário de Crescimento de Carga	93
6.2.4. Cenário de Aumento de Preços nas Propostas de Venda	93
6.2.5. Cenário de Aumento da Capacidade Instalada	94
6.3. Pressupostos do Estudo relativos aos Veículos Elétricos	96
6.3.1. Cenário de Aumento da Capacidade Instalada	96
6.3.2. Carregamentos dos Veículos Elétricos	96
6.3.3. Número de Veículos Elétricos e Energia Associada	98
6.4. Análise de Resultados	100
6.4.1. Introdução	100
6.4.2. Dia típico de Inverno	101
6.4.2.1. <i>Cenário de Carregamento 1- Pré-definido às 20h</i>	102

6.4.2.1.1.	Quantidade de Veículos Elétricos - Cenário MERGE 1	103
6.4.2.1.2.	Quantidade de Veículos Elétricos - Cenário MERGE 2	108
6.4.2.1.3.	Quantidade de Veículos Elétricos - Cenário MERGE 3	110
6.4.2.2.	Cenário de Carregamento 2 - Pré-definido 0h	112
6.4.2.2.1.	Quantidade de Veículos Elétricos - Cenário MERGE 1	112
6.4.2.2.2.	Quantidade de Veículos Elétricos - Cenário MERGE 2	114
6.4.2.2.3.	Quantidade de Veículos Elétricos - Cenário MERGE 3	116
6.4.2.3.	Cenário de Carregamento 3 -> à chegada ao trabalho e à chegada a casa ..	118
6.4.2.3.1.	Quantidade de Veículos Elétricos - Cenário MERGE 1	118
6.4.2.3.2.	Quantidade de Veículos Elétricos - Cenário MERGE 2	120
6.4.2.3.3.	Quantidade de Veículos Elétricos - Cenário MERGE 3	121
6.4.3.	Dia típico de Verão	123
6.4.3.1.	Cenário de Carregamento 1- Pré-definido às 20h	124
6.4.3.1.1.	Quantidade de Veículos Elétricos - Cenário MERGE 1	124
6.4.3.1.2.	Quantidade de Veículos Elétricos - Cenário MERGE 2	127
6.4.3.1.3.	Quantidade de Veículos Elétricos - Cenário MERGE 3	128
6.4.3.2.	Cenário de Carregamento 2 - Pré-definido 0h	129
6.4.3.2.1.	Quantidade de Veículos Elétricos - Cenário MERGE 1	129
6.4.3.2.2.	Quantidade de Veículos Elétricos - Cenário MERGE 2	131
6.4.3.2.3.	Quantidade de Veículos Elétricos - Cenário MERGE 3	132
6.4.3.3.	Cenário de Carregamento 3 -> à chegada ao trabalho e à chegada a casa ..	134
6.4.3.3.1.	Quantidade de Veículos Elétricos - Cenário MERGE 1	134
6.4.3.3.2.	Quantidade de Veículos Elétricos - Cenário MERGE 2	136
6.4.3.3.3.	Quantidade de Veículos Elétricos - Cenário MERGE 3	137
6.4.4.	Comparação de Dias Típicos	139
6.4.5.	Análise Mensais	139
6.4.5.1.	Mês de Março	140
6.4.5.2.	Mês de Julho	143
6.4.5.3.	Mês de Novembro	147
Conclusão		151
Referências		155

Lista de figuras

Figura 2.1 - Organização do Setor Elétrico - Empresas Verticalmente Integradas [2].	6
Figura 2.2 - Evolução internacional das mudanças no Setor Elétrico [2].	7
Figura 2.3 - Modelo em Pool Simétrico [2].	10
Figura 2.4 - Modelo em Pool Assimétrico [2].	12
Figura 2.5 - Exemplo de um resultado de Mercado em <i>Pool</i> Simétrico que demonstra a aproximação a <i>Pool</i> Assimétrico [8] - Mercado Ibérico de Eletricidade	13
Figura 2.6 - Esquema do funcionamento do Setor Elétrico em Ambiente de Mercado [2].	14
Figura 2.7 - Esquema do funcionamento do Setor Elétrico em Ambiente de Mercado, com a possibilidade de realização de Contratos Bilaterais [2].	15
Figura 2.8 - Determinação do Preço de Sistema no Elspot [19].	17
Figura 2.9 - “ <i>Bidding Areas</i> ” do <i>Nord Pool Spot</i> [12].	18
Figura 2.10 - Mecanismo de resolução de congestionamentos (<i>Market Splitting</i>) entre “ <i>bidding areas</i> ” no <i>Nord Pool Spot</i> [14].	19
Figura 2.11 - Resultados de Mercado no <i>Nord Pool Spot</i> , sem ocorrer <i>Market Splitting</i> [12].	20
Figura 2.12 - Resultados de Mercado no <i>Nord Pool Spot</i> , ocorrendo <i>Market Splitting</i> [12].	20
Figura 3.1 - Mitsubishi i-MiEV [20].	26
Figura 3.2 - <i>Nissan Leaf</i> [21].	26
Figura 3.3 - Chevrolet Volt [22].	26
Figura 3.4 - Esquema de classificação dos tipos de veículos elétricos existentes.	28
Figura 3.5 - Gráfico sobre a evolução das vendas das várias classes de veículos elétricos até 2030 [27].	30
Figura 4.1 - Esquema ilustrativo das Tarifas do Setor Elétrico para um cliente não regulado [39].	41
Figura 4.2 - Esquema ilustrativo das Tarifas do Setor Elétrico para um cliente regulado [39].	42
Figura 4.3 - Símbolo do programa MOBI.E [43].	46
Figura 4.4 - Posto de carregamento na via pública [44].	46

Figura 5.1 - Curvas de oferta (azul) e de procura (vermelho) construídas pelo programa desenvolvido.	48
Figura 5.2 - Excerto de código do programa desenvolvido.	51
Figura 5.3 - Excerto de código do programa desenvolvido.	52
Figura 5.4 - Excerto de um ficheiro disponibilizado pelo OMIE.	54
Figura 5.5 - Excerto de código do programa desenvolvido.	55
Figura 5.6 - Excerto de código do programa desenvolvido.	55
Figura 5.7 - Excerto de código do programa desenvolvido.	56
Figura 5.8 - Excerto de código do programa desenvolvido.	58
Figura 5.9 - Excerto de código do programa desenvolvido.	58
Figura 5.10 - Excerto de código do programa desenvolvido.	60
Figura 5.11 - Excerto de código do programa desenvolvido.	61
Figura 5.12 - Excerto de código do programa desenvolvido.	62
Figura 5.13 - Excerto de código do programa desenvolvido.	63
Figura 5.14 - Excerto de código do programa desenvolvido.	64
Figura 5.15 - Excerto de código do programa desenvolvido.	65
Figura 5.16 - Excerto de código do programa desenvolvido.	66
Figura 5.17 - Excerto de código do programa desenvolvido.	67
Figura 5.18 - Excerto de código do programa desenvolvido.	67
Figura 5.19 - Excerto de código do programa desenvolvido.	68
Figura 5.20 - Excerto de código do programa desenvolvido.	68
Figura 5.21 - Excerto de código do programa desenvolvido.	69
Figura 5.22 - Excerto de código do programa desenvolvido.	69
Figura 5.23 - Excerto de código do programa desenvolvido.	70
Figura 5.24 - Excerto de código do programa desenvolvido.	70
Figura 5.25 - Excerto de código do programa desenvolvido.	71
Figura 5.26 - Resultados do Mercado [8].	72
Figura 5.27 - Versão inicial do Interface Gráfico.	73
Figura 5.28 - Segunda versão do Interface Gráfico.	74
Figura 5.29 - Última versão do interface gráfico - <i>MatLab GUIDE</i>	74
Figura 5.30 - Interface Gráfica.	75
Figura 5.31 - Interface Gráfica.	76
Figura 5.32 - Interface Gráfica.	76

Figura 5.33 - Interface Gráfica.	77
Figura 5.34 - Teste do Programa.	78
Figura 5.35 - Teste do Programa.	79
Figura 5.36 - Teste do Programa.	79
Figura 5.37 - Esquema explicativo.	80
Figura 5.38 - Teste do Programa.	81
Figura 5.39 - Teste do Programa.	81
Figura 5.40 - Teste do Programa.	82
Figura 5.41 - Teste do Programa.	83
Figura 5.42 - Teste do Programa.	84
Figura 5.43 - Teste do Programa.	84
Figura 5.44 - Teste do Programa.	85
Figura 5.45 - Teste do Programa.	85
Figura 5.46 - Teste do Programa.	86
Figura 5.47 - Teste do Programa.	86
Figura 5.48 - Teste do Programa.	87
Figura 6.1 - Interface Gráfica do Programa demonstrando a hipótese de definir o período de carregamento.	97
Figura 6.2 - Interface Gráfica do Programa com demonstração da definição da quantidade.	100
Figura 6.3 - Resultados do mercado [8].	101
Figura 6.4 - Resultados do programa para o cenário simulado.	103
Figura 6.5 - Resultados do programa para o cenário simulado - Diagrama de Carga.	104
Figura 6.6 - Esquema ilustrativo.	105
Figura 6.7 - Resultados do programa para o cenário simulado - Diagrama de Carga.	108
Figura 6.8 - Resultados do programa para o cenário simulado - Diagrama de Carga.	110
Figura 6.9 - Resultados do programa para o cenário simulado - Diagrama de Carga.	112
Figura 6.10 - Resultados do programa para o cenário simulado - Diagrama de Carga.	114
Figura 6.11 - Resultados do programa para o cenário simulado - Diagrama de Carga.	116
Figura 6.12 - Resultados do programa para o cenário simulado - Diagrama de Carga.	118
Figura 6.13 - Resultados do programa para o cenário simulado - Diagrama de Carga.	120
Figura 6.14 - Resultados do programa para o cenário simulado - Diagrama de Carga.	121
Figura 6.15 - Resultados do mercado [8].	123
Figura 6.16 - Resultados do programa para o cenário simulado - Diagrama de Carga.	125

Figura 6.17 - Resultados do programa para o cenário simulado - Diagrama de Carga.....	127
Figura 6.18 - Resultados do programa para o cenário simulado - Diagrama de Carga.....	128
Figura 6.19 - Resultados do programa para o cenário simulado - Diagrama de Carga.....	130
Figura 6.20 - Resultados do programa para o cenário simulado - Diagrama de Carga.....	131
Figura 6.21 - Resultados do programa para o cenário simulado - Diagrama de Carga.....	133
Figura 6.22 - Resultados do programa para o cenário simulado - Diagrama de Carga.....	134
Figura 6.23 - Resultados do programa para o cenário simulado - Diagrama de Carga.....	136
Figura 6.24 - Resultados do programa para o cenário simulado - Diagrama de Carga.....	138
Figura 6.25 - Análise de Preços Mensais - Março - MERGE 1.....	140
Figura 6.26 - Análise de Preços Mensais - Março - MERGE 1.....	141
Figura 6.27 - Análise de Preços Mensais - Março - MERGE 1.....	141
Figura 6.28 - Análise de Preços Mensais - Março - MERGE 1.....	142
Figura 6.29 - Análise de Preços Mensais - Março - MERGE 1.....	142
Figura 6.30 - Análise de Preços Mensais - Março - MERGE 1.....	143
Figura 6.31 - Análise de Preços Mensais - Julho - MERGE 1.	143
Figura 6.32 - Análise de Preços Mensais - Julho - MERGE 1.	144
Figura 6.33 - Análise de Preços Mensais - Julho - MERGE 1.	144
Figura 6.34 - Análise de Preços Mensais - Julho - MERGE 1.	145
Figura 6.35 - Análise de Preços Mensais - Julho - MERGE 1.	146
Figura 6.36 - Análise de Preços Mensais - Julho - MERGE 1.	146
Figura 6.37 - Análise de Preços Mensais - Novembro - MERGE 1.	147
Figura 6.38 - Análise de Preços Mensais - Novembro - MERGE 1.	147
Figura 6.39 - Análise de Preços Mensais - Novembro - MERGE 1.	148
Figura 6.40 - Análise de Preços Mensais - Novembro - MERGE 1.	148
Figura 6.41 - Análise de Preços Mensais - Novembro - MERGE 1.	149
Figura 6.42 - Análise de Preços Mensais - Novembro - MERGE 1.	149

Lista de tabelas

Tabela 6.1 – Números de veículos elétricos previstos para 2020.	99
Tabela 6.2 – Resultados do mercado [8].	102
Tabela 6.3 – Resultados do programa para o cenário simulado - Preços - MERGE 1.	106
Tabela 6.4 – Resultados do programa para o cenário simulado - Preços - MERGE 2.	109
Tabela 6.5 – Resultados do programa para o cenário simulado - Preços - MERGE 3.	111
Tabela 6.6 – Resultados do programa para o cenário simulado - Preços - MERGE 1.	113
Tabela 6.7 – Resultados do programa para o cenário simulado - Preços - MERGE 2.	115
Tabela 6.8 – Resultados do programa para o cenário simulado - Preços - MERGE 3.	117
Tabela 6.9 – Resultados do programa para o cenário simulado - Preços - MERGE 1.	119
Tabela 6.10 – Resultados do programa para o cenário simulado - Preços - MERGE 2.	120
Tabela 6.11 – Resultados do programa para o cenário simulado - Preços - MERGE 3.	122
Tabela 6.12 – Resultados do mercado [8].	124
Tabela 6.13 – Resultados do programa para o cenário simulado - Preços - MERGE 1.	126
Tabela 6.14 – Resultados do programa para o cenário simulado - Preços - MERGE 2.	127
Tabela 6.15 – Resultados do programa para o cenário simulado - Preços - MERGE 3.	129
Tabela 6.16 – Resultados do programa para o cenário simulado - Preços - MERGE 1.	130
Tabela 6.17 – Resultados do programa para o cenário simulado - Preços - MERGE 2.	132
Tabela 6.18 – Resultados do programa para o cenário simulado - Preços - MERGE 3.	133
Tabela 6.19 – Resultados do programa para o cenário simulado - Preços - MERGE 1.	135
Tabela 6.20 – Resultados do programa para o cenário simulado - Preços - MERGE 2.	137
Tabela 6.21 – Resultados do programa para o cenário simulado - Preços - MERGE 3.	138
Tabela 6.22 – Variação dos preços obtidos para os cenários simulados.	139
Tabela 6.23 – Valores médios dos preços nos meses simulados.	150

Abreviaturas e Símbolos

Lista de abreviaturas

BCE	Banco Central Europeu
BEV	<i>Battery Electric Vehicle</i>
CE	Comissão Europeia
CET	<i>Central European Time</i>
CMVM	Comissão do Mercado de Valores Mobiliários
DSO	<i>Distribution System Operator</i>
EDP	Energias de Portugal
ERSE	Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos
EV	<i>Electric Vehicle</i>
FCV	<i>Fuel Cell Vehicle</i>
FEUP	Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto
FMI	Fundo Monetário Internacional
HEV	<i>Hybrid Electric Vehicle</i>
MERGE	<i>Mobile Energy Resources in Grids of Electricity</i>
MIBEL	Mercado Ibérico de Eletricidade
OMIE	<i>Operador del Mercado Ibérico de Energía</i>
PHEV	<i>Plug-in Hybrid Electric Vehicle</i>
PRE	Produção em Regime Especial
RNT	Rede Nacional de Transporte
RND	Rede Nacional de Distribuição
VE	Veículo Elétrico

Capítulo 1

Introdução

1.1 - Enquadramento

Com a crescente escalada dos preços dos combustíveis fósseis e com o aumento das preocupações ambientais, é necessária uma mudança profunda no setor energético, de vital importância para a economia de qualquer país. Na União Europeia e, em particular, em Portugal parte desta mudança está já em curso, com a forte aposta nas Energias Renováveis, na Eficiência Energética e nas tecnologias de sequestro de carbono). Outra mudança relevante passará, inevitavelmente, pela utilização massiva de veículos elétricos.

A tecnologia por detrás deste tipo de veículos automóveis é já conhecida há muito tempo e, recentemente, têm sido redobrados esforços para a tornar mais competitiva que a tecnologia dos veículos de motor de combustão interna, que utilizam combustíveis fósseis.

A utilização de veículos elétricos em massa possibilitará uma redução significativa das emissões de gases poluentes, protegendo-se, dessa forma, o ambiente e melhorando a qualidade de vida das populações. Estes veículos permitirão ainda que os vários países dependentes da importação de uma grande quantidade de combustíveis fósseis obtenham uma redução significativa do peso dessa importação, na sua balança comercial.

Com a legislação de proteção ambiental (nomeadamente, na questão das emissões de gases poluentes) a tornar-se cada vez mais restrita e com a crescente preocupação das populações com a sustentabilidade ambiental, espera-se que os governos dos vários países europeus apostem fortemente na integração dos veículos elétricos nos parques automóveis dos seus países. Existem, claro, apostas por parte de outros países, como por exemplo o Japão, porém, a União Europeia tem refletido nas suas políticas uma forte preocupação com o meio ambiente, liderando as reformas recentes.

Os veículos elétricos apresentam várias alternativas tecnológicas na sua construção, nomeadamente, no que toca às baterias que os mesmos utilizam. Aliás, este assunto tem sido alvo de muita investigação, que tem levado a alguns desenvolvimentos significativos. Existem ainda várias soluções para o carregamento das baterias dos veículos elétricos. Neste sentido, existe algum consenso quanto ao aumento da proliferação de veículos elétricos do tipo *Plug-in* (PEV - *Plug-in Electric Vehicle*), ou seja, veículos elétricos que têm a possibilidade de se conectarem à rede elétrica para efeitos de carregamento das suas baterias.

Estes veículos introduzem todo um novo paradigma na utilização dos Sistemas Elétricos de Energia, tendo vindo a gerar uma grande discussão quanto à evolução dos mesmos, nomeadamente, no que toca à estruturação das redes de energia do futuro - as chamadas *smart grids*. A integração dos veículos elétricos na rede elétrica pode ter consequências problemáticas na operação da mesma, nomeadamente, devido à necessidade de energia para efetuar o carregamento das baterias dos veículos, o que faz com que os Sistemas Elétricos de Energia, no seu todo, tenham de se encontrar preparados para o aumento de carga, face às condições atuais, quer ao nível do investimento, quer ao nível da gestão. Neste sentido, têm sido desenvolvidos estudos relativos às consequências desse aumento de carga nas redes de distribuição, para se perceber quais os tipos de investimento que devem ser realizados (se a nível das infraestruturas, se a nível da automação e controlo) e na operação da rede (níveis de tensão, problemas de harmónicos, entre outros). Para além disso, tem também vindo a ser discutido o impacto da utilização destes veículos nas condições de mercado de energia elétrica, uma vez que as baterias dos veículos elétricos poderão vir a funcionar como energia de reserva. Isto é, caso as baterias dos veículos tiverem carga e os veículos estiverem ligados à rede, sem serem utilizados, o sistema elétrico pode recorrer a essa energia, se houver necessidade.

1.2 - Objetivos

Esta dissertação tem como objetivo principal o estudo do impacto da integração massiva de veículos elétricos no diagrama de cargas e nos preços da energia elétrica, no mercado ibérico - MIBEL, para o ano de 2020.

Para atingir tal objetivo são abordados vários cenários de penetração destes veículos na frota automóvel de Portugal e Espanha (os dois países constituintes do Mercado Ibérico de Energia), tendo por base alguns pressupostos, tais como, estimativas para o crescimento da carga do Sistema Elétrico Português e Espanhol, estimativas para o aumento da capacidade instalada nos mesmos e estimativas do aumento dos preços dos combustíveis. Estes dados foram fornecidos pela EDP - Gestão da Produção de Energia, S.A..

Um outro objetivo desta dissertação é clarificar algumas características tecnológicas dos veículos elétricos, nomeadamente, os tipos de veículos elétricos existentes, algumas das suas diferenças construtivas e as soluções existentes para as baterias e para o seu carregamento. No que toca a este último ponto, destaca-se o estudo realizado em torno do projeto piloto português MOBI.E, cujo principal objetivo é o de incentivar a utilização dos veículos elétricos, numa fase ainda bastante embrionária da sua integração no parque automóvel português.

No âmbito dos sistemas elétricos de energia, esta dissertação tem como objetivo dar a compreender a estruturação do setor elétrico, o funcionamento dos mercados de energia elétrica e, em particular, a organização do Sistema Elétrico Português e do Mercado Ibérico de Eletricidade.

1.3 - Estrutura da Dissertação

Esta dissertação encontra-se dividida em sete capítulos, incluindo este, sendo que se segue uma breve descrição dos assuntos abordados em cada um deles.

O Capítulo 2 é iniciado com um enquadramento histórico dos princípios dos sistemas elétricos de energia, passando pela descrição das várias etapas de reestruturação que o setor elétrico foi sofrendo, em vários países. Mais especificamente, é tratado o caso europeu, realçando-se as principais linhas-mestras da política europeia no âmbito da reestruturação do setor elétrico dos vários estados-membro. Seguidamente, é explicado o funcionamento típico dos mercados de energia elétrica. Após essa explicação de cariz teórico, segue-se um exemplo de um mercado de energia elétrica: o *Nord Pool*. Para finalizar, existe uma ligeira descrição acerca dos serviços de sistema e sobre a regulação do setor elétrico.

No Capítulo 3, são descritos os vários assuntos relacionados com os veículos elétricos: uma perspetiva histórica do seu aparecimento, tipos e classes de veículos, soluções tecnológicas para as baterias e integração nas redes elétricas. Para finalizar o capítulo, é abordado um estudo sobre o comportamento dos utilizadores de veículos elétricos.

O Capítulo 4 centra-se no caso português e espanhol. Nomeadamente, é descrito o funcionamento e as características do Mercado Ibérico de Eletricidade, bem como alguma legislação portuguesa: Regulamento Tarifário e Mobilidade Elétrica. Neste capítulo é ainda abordado o projeto piloto português MOBI.E.

No Capítulo 5 é pormenorizadamente descrito o programa desenvolvido para a realização do estudo realizado nesta dissertação.

O impacto da integração dos veículos elétricos nos diagramas de carga e nos preços da eletricidade no MIBEL é estudado no Capítulo 6, no qual são apresentados resultados de várias simulações realizadas com o programa desenvolvido, descrito no Capítulo 5. Esses resultados são alvo de uma análise bastante exaustiva, da qual são retiradas importantes conclusões, apresentadas sempre que possível. Este sexto capítulo aborda ainda os pressupostos considerados para a realização do estudo, nomeadamente, ao nível da simulação do ambiente de mercado em 2020 e ao nível da quantidade de veículos elétricos existentes nesse ano, bem como dos períodos de carregamento desses veículos.

Para finalizar, no Capítulo 7 são apresentadas as principais conclusões do estudo do impacto nos diagramas de cargas e nos preços de eletricidade em 2020 da integração de veículos elétricos no parque automóvel.

Capítulo 2

Reestruturação do Setor Elétrico e Mercados de Eletricidade

2.1 - Resenha Histórica

Nos finais do século XIX, o setor elétrico apresentava uma baixa dispersão geográfica e uma baixa potência, muito devido à inexistência de cargas com potências elevadas e à tecnologia pouco desenvolvida. Posteriormente, com o aumento progressivo da potência das cargas, com o desenvolvimento de novas tecnologias e com a aposta na produção hidroelétrica (em aproveitamentos situados longe dos centros de consumo), os Sistemas Elétricos de Energia evoluíram, aumentando a sua extensão geográfica e a sua potência. À medida que os SEE se iam expandindo, foi necessário proceder-se à interligação entre eles, de forma a garantir estabilidade e segurança de exploração [1].

Neste ambiente, as empresas do setor elétrico apresentavam, geralmente, características parecidas, mesmo operando em países ou regiões diferentes: mantinham uma estrutura verticalmente integrada e operavam em regiões a elas concessionadas em exclusividade. De facto, estas empresas detinham todos os segmentos da cadeia de valor, desde a produção à entrega de energia ao consumidor final e, para além disso, a sua atuação estava garantida com a possibilidade de exercer monopólio regional.

Com este modelo de negócio, em que as empresas podiam ser privadas ou públicas, os consumidores não podiam escolher o fornecedor do serviço e o preço da energia era determinado de forma centralizada, por vezes de modo pouco transparente, na medida em que não havia uma separação muito clara entre o agente do estado que regula e a entidade regulada (por exemplo, no caso das empresas serem públicas). Para além disso, neste modelo, o planeamento era centralizado e, devido ao risco e incerteza reduzidos na atuação das empresas, os investimentos realizados eram sobredimensionados [1] e [2].

A Figura 2.1. ilustra o modelo aqui referido.

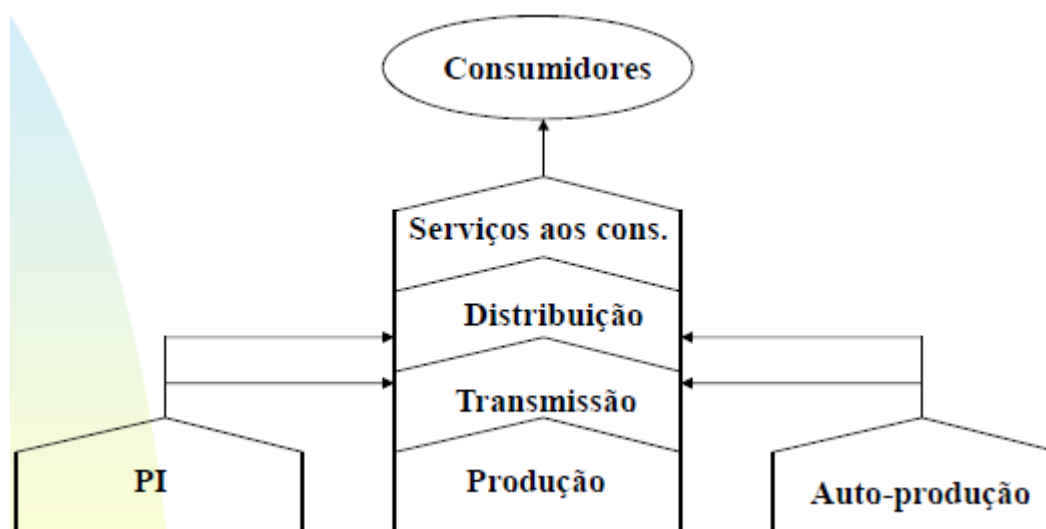


Figura 2.1 - Organização do Setor Elétrico - Empresas Verticalmente Integradas [2].

2.2 - Necessidade de Reestruturação

Até aos anos 70, a carga aumentava entre 7 e 10% anualmente e era usual a realização de economias de escala. Porém, após o primeiro choque petrolífero, em 1973, o ambiente económico alterou-se: as elevadas taxas de juro e a elevada inflação tornaram o ambiente económico mais volátil. Como consequência disto e também da crescente preocupação com a conservação do meio ambiente, foram introduzidas políticas de eficiência energética (o que levou à queda do crescimento da carga e a uma maior dificuldade na sua previsão) e políticas de aproveitamento dos recursos endógenos [1] e [2].

Para além deste ambiente menos favorável, assistiu-se, durante os anos 80, à liberalização ou desregulamentação de outras atividades económicas, tais como, a aviação, os telefones, o gás, os correios, entre outros. A conjugação destes elementos levou à procura da reestruturação do setor elétrico, a qual só se iniciou em 1990, com o governo de Margareth Thatcher, apesar de ter havido, em 1979, uma experiência precursora no Chile.

As razões de base desta reestruturação foram as seguintes [1]:

- Implementação, em diversos países, de mecanismos de mercado livre, através da introdução de nova legislação, que forçou a separação das companhias verticalmente integradas em diversos segmentos;
- Evoluções tecnológicas, nos anos 80 e 90, nomeadamente, a nível das telecomunicações e da automação;
- Descoberta de gás natural em quantidades economicamente viáveis, o que, juntamente com o desenvolvimento das tecnologias associadas às centrais elétricas de ciclo combinado, levou à diminuição do período de construção e amortização das centrais, tornando o segmento da produção mais atrativo para novos investidores;
- Crescimento das preocupações ambientais que levou ao incentivo ao aumento da eficiência energética e ao aproveitamento de energias renováveis;

- A dinâmica da economia - o facto do setor elétrico fornecer um serviço de primeira necessidade e ser um setor ainda imune à reestruturação, tornou-o especialmente atrativo para os investidores.

2.3 - Reestruturação do Setor Elétrico

O Chile foi o primeiro país a iniciar a implementação de mecanismos de mercado no setor elétrico, no final da década de 70. Depois disso, em Inglaterra e Gales procedeu-se à reestruturação do setor, no final da década de 80. Em 1996, os setores elétricos da Noruega e da Suécia foram reestruturados, criando-se o primeiro mercado transnacional de energia elétrica - o NORDPOOL. Posteriormente, em 2003, surgiu o MIBEL - Mercado Ibérico de Energia, no qual participam Portugal e Espanha. Para além disso, existem outros países que reestruturaram os seus setores elétricos, como se ilustra na Figura 2.2..

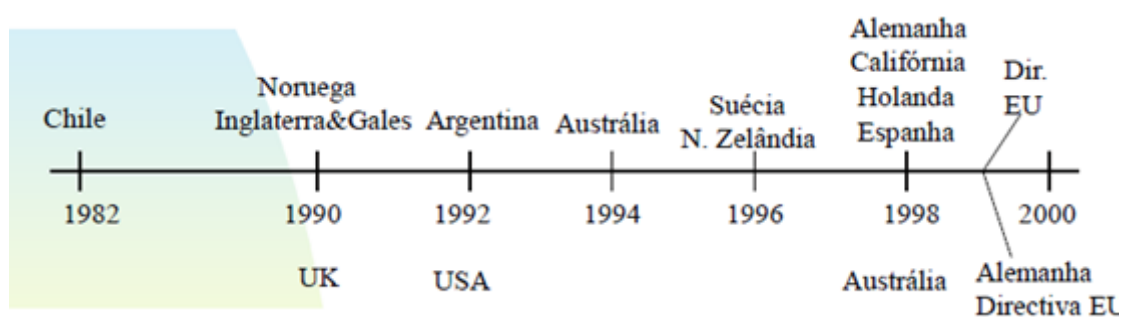


Figura 2.2 - Evolução internacional das mudanças no Setor Elétrico [2].

A reestruturação do setor elétrico passou, essencialmente, pelos seguintes requisitos [1]:

- Desverticalização das empresas verticalmente integradas, através da criação de diversas empresas no segmento da produção, do transporte e da distribuição;
- Criação de mecanismos regulatórios;
- Alteração dos métodos que orientavam o planeamento da expansão, o que obrigou a introduzir na legislação períodos de transição para os investimentos realizados antes da reestruturação e que ainda se encontravam em período de amortização. Estes mecanismos transitórios originaram os chamados Custos Ociosos.

O processo de *unbundling* ou de desverticalização caracteriza-se pela separação da empresa verticalmente integrada, em função das atividades da cadeia de valor da eletricidade: produção, transporte, distribuição e comercialização. A produção e a comercialização são os segmentos nos quais a concorrência tem um potencial maior, pelo que, tradicionalmente, após a desverticalização da empresa inicial, surgem várias empresas que atuam nestes segmentos. O número de empresas é determinado de tal forma a evitar que existam posições dominantes, no mercado que se quer de livre concorrência. O transporte de energia elétrica é um segmento que pode dar origem a uma única empresa, que atua em monopólio natural regulado, por motivos de ordem técnica e ambiental (não seria técnica nem ambientalmente viável multiplicarem-se as redes de transporte). No que toca ao

segmento da distribuição de energia elétrica, existem duas opções: ou surgem várias empresas que funcionam em regime de monopólio natural regulado regional (pela mesma justificação que a do segmento do transporte), ou surge apenas uma empresa que funcionará no mesmo regime, mas em todo o país.

A par da desverticalização foram sendo incorporados mecanismos que permitiam o incentivo da concorrência, nomeadamente a possibilidade de acesso de consumidores elegíveis (classificados por nível de tensão ou por valor de potência contratada ou de energia consumida anualmente) a mercados centralizados de energia e/ou a possibilidade de selecionarem a entidade fornecedora de energia elétrica.

A organização do setor elétrico nas quatro atividades acima mencionadas apresenta diversas consequências:

- Existência de atividades exercidas em regime de monopólio natural regulado;
- Criação de diferentes mecanismos regulatórios para a atividade de transporte e para a atividade de distribuição;
- Necessidade de criação de tarifas que permitam o pagamento, aos proprietários ou concessionários das redes, o uso destas, por parte das entidades que a elas se encontram ligadas;
- Aparecimento de inúmeros agentes nos setores de produção e de comercialização, bem como de um número crescente de clientes elegíveis;
- Necessidade de criação de mecanismos de monitorização do funcionamento das redes e dos seus investimentos, bem como de mecanismos de controlo, de comunicação e de segurança;
- Com a introdução de mecanismos de mercado, passou-se a maximizar o benefício social da utilização da energia elétrica, em vez de se minimizarem os custos;

2.4 - O Caso Europeu

A política energética e ambiental da União Europeia apresenta medidas estruturais com objetivos bem definidos: aumento da eficiência energética, aposta nas Energias Renováveis, criação do Mercado Interno de Energia, desenvolvimento das tecnologias de sequestro do carvão, garantia da Segurança de Abastecimento e investigação e desenvolvimento de novas tecnologias [3] e [4].

Neste sentido, têm surgido várias diretivas europeias que, após terem sido incorporadas nas legislações dos estados-membros, conduziram os seus setores elétricos a uma reestruturação progressiva. No global, os objetivos principais dessa reestruturação progressiva eram a desverticalização das empresas de energia elétrica e a implementação de mecanismos de mercado, os quais seriam meios para atingir os objetivos referidos no parágrafo anterior para a política energética europeia [4]. Neste âmbito devem ser destacadas três diretivas europeias essenciais: 96/92/CE, 2003/54/CE e 2009/72/CE.

A primeira diretiva europeia (96/92/CE) foi aprovada pelo Parlamento Europeu em 19 de Dezembro de 1996 e é a chamada diretiva de *Accounting Unbundling*, isto é, de desverticalização contabilística. Nesta surge a separação das atividades de produção, de transporte e de distribuição de energia elétrica, definindo, para tal, o Operador do Sistema de Transporte (TSO - *Transmission System Operator*) e o Operador da Rede de Distribuição (DSO - *Distribution System Operator*). Estas duas novas entidades podem permanecer na

mesma empresa, porém, devem ter contabilidades separadas. Para além disso, a produção passa a ser uma atividade competitiva e concorrencial, o que faz com que os consumidores tenham a possibilidade de escolher o fornecedor de energia elétrica. Para o efeito, são definidos prazos para a elegibilidade dos consumidores, em função da sua potência contratada, energia consumida e nível de tensão a que se ligam às redes. Ainda no que concerne à produção, o estabelecimento de novas capacidades passa a ser realizado mediante autorização (após apresentação de proposta por parte do interessado às entidades competentes) ou por adjudicação em concurso público [3], [4] e [5].

A segunda diretiva europeia (2003/54/CE) data de 26 de Junho de 2003 e revogou a primeira diretiva. Na origem desta diretiva estão algumas falhas da primeira: existiam atividades em que a separação de custos era difícil, a nível contabilístico; a remuneração de certas atividades reguladas levou as empresas a transferirem alguns dos custos de outras atividades para estas. De facto, a segunda diretiva europeia apresenta a separação legal e jurídica das empresas, por atividade. No entanto, essas empresas poderão pertencer a um mesmo grupo económico (holding verticalmente integrada), desde que cada uma possua os seus próprios ativos imobiliários, recursos humanos e pague os seus próprios impostos. Esta possibilidade permitiu a criação de grandes holdings, quer a nível de cada país, quer transnacionais, tais como a *EDF* (França), a *E-ON* (Alemanha), a *Vattenfall* (Suécia), entre outras. Para além disso, a rede deve ser propriedade de uma empresa cuja única atividade é a operação dessa rede, seja ela de distribuição ou de transporte. No que toca à produção, a instalação de nova capacidade passa a ser feita maioritariamente através de autorizações, ficando a opção de abertura de concursos públicos apenas para os casos em que a segurança de abastecimento esteja em causa [4], [5] e [6].

A terceira diretiva europeia [7] (2009/72/CE) revogou a segunda diretiva e data de 13 de Julho de 2009. Uma vez mais esta diretiva foi implementada para colmatar algumas falhas da anterior, nomeadamente [5]: continuavam a existir custos indivisíveis nas atividades das holdings criadas; alguns produtores queixavam-se de, em igualdade de circunstâncias, o TSO despachar apenas energia de uma empresa que pertencesse à mesma holding que ele. Para evitar este problemas, foi então proposto o chamado *Ownership Unbundling*, que impedia a entrada no capital do TSO de empresas que atuassem a montante ou a jusante da atividade de transporte, na cadeia de valor da eletricidade. No entanto, com a oposição de alguns estados-membro (Alemanha e França, por exemplo), a proposta não foi aceite. A contraproposta apresentada visava a criação de um ISO - *Independent System Operator* - que seria nomeado pelo governo de cada estado-membro e totalmente independente da holding criada anteriormente (caso esta existisse). Porém, esta contraproposta não foi igualmente aceite e, no final, a diretiva passou a criar uma entidade que poderia ficar no seio da holding (a nível de ativos), mas que seria independente da mesma, o que levou à necessidade de uma revisão da regulação em alguns estados-membros. Estes problemas apenas foram levantados por alguns países, sendo que, noutros, a aplicação da primeira proposta não levantaria as questões que levaram à contraproposta apresentada. Isso sucedeu porque, aquando da aplicação da diretiva 2003/54/CE, muitos estados-membro impediram que o TSO integrasse a holding criada, como se passou, por exemplo, em Portugal, com a separação da REN e da EDP.

2.5 - Funcionamento dos Mercados de Eletricidade

Os Mercados de Eletricidade são conhecidos como Mercados em *Pool*, nos quais as empresas produtoras apresentam propostas de venda de energia, enquanto que as empresas comercializadoras e os consumidores elegíveis apresentam propostas de compra de energia.

Neste modelo de *Pool*, surge o Operador de Mercado que é a entidade responsável pela realização do despacho centralizado da energia elétrica, de tal forma que a produção e o consumo permaneçam equilibrados. Isto é, com a introdução da reestruturação do setor elétrico, o despacho de energia elétrica passou a ser realizado em ambiente de mercado. De facto, o Operador de Mercado é responsável por ordenar as propostas de compra e de venda por ordem de preço e por determinar o preço de cada negociação - *Market Clearing Price*. Este valor corresponde ao preço que todas as cargas vão pagar e que todos os geradores vão receber, com base na quantidade de energia que compram.

Por norma, as negociações são feitas para o dia seguinte, isto é, no dia $n-1$ determinam-se as propostas aceites, os preços e as quantidades de energia transacionada para o dia n pelo que se trata de *Day-Ahead Markets*. Estas negociações são feitas, por norma, para períodos horários ou de 30 minutos, o que significa que o intervalo de tempo de um dia é dividido em 24 ou 48 despachos económicos.

2.5.1. Pool Simétrico e Pool Assimétrico

O mercado de energia elétrica encontra-se dividido em duas categorias: *Pool* Simétrico ou *Pool* Assimétrico. No primeiro caso, há a possibilidade de se realizarem propostas de compra e propostas de venda, enquanto que, no segundo, apenas é possível a apresentação de propostas de venda.

O *Pool* Simétrico encontra-se esquematizado na Figura 2.3., na qual se pode verificar que a interseção das curvas agregadas de oferta (venda) e de procura (compra) corresponde ao preço de mercado e à quantidade negociada.

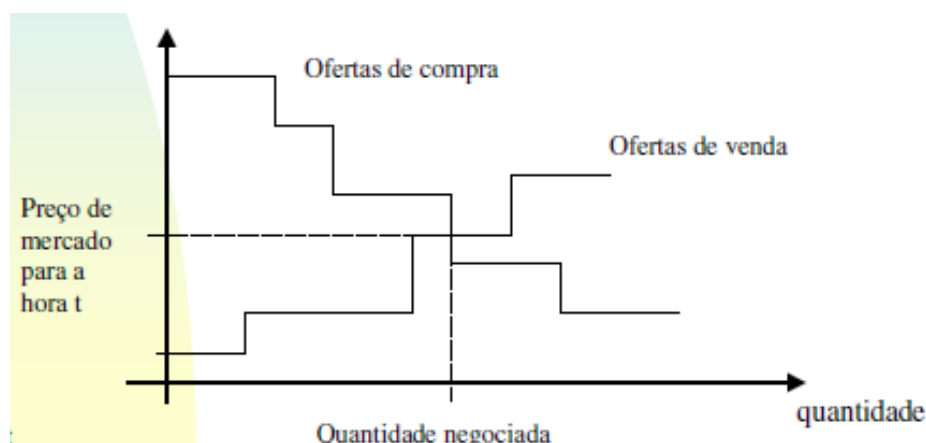


Figura 2.3 - Modelo em Pool Simétrico [2].

De acordo com o que já foi referido, a modelização do despacho em ambiente de mercado é feito com base na maximização da função de benefício social. Essa maximização

corresponde, no caso do *Pool* Simétrico, à maximização da área entre as duas curvas (procura e oferta) e, como tal, pode ser formulada por (2.1) a (2.4) [2]:

$$\max Z = \sum_{i=1}^{N_D} C_{Di}^{of} \times P_{Di} - \sum_{j=1}^{N_G} C_{Gj}^{of} \times P_{Gj} \quad (2.1)$$

$$\text{su}j \ 0 \leq P_{Di} \leq P_{Di}^{of} \quad (2.2)$$

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

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

Nas expressões (2.1) a (2.4), as variáveis têm os seguintes significados:

- N_D - Número de propostas de compra de energia;
- N_G - Número de propostas de venda de energia;
- C_{Di}^{of} - Preço da proposta de compra de energia i ;
- C_{Gj}^{of} - Preço da proposta de venda de energia j ;
- P_{Di} - Energia aceite da proposta de compra de energia i ;
- P_{Gj} - Energia aceite da proposta de venda de energia j ;
- P_{Di}^{of} - Energia da proposta de compra de energia i ;
- P_{Gj}^{of} - Energia da proposta de venda de energia j ;
- i - índice da proposta de compra de energia;
- j - índice da proposta de venda de energia.

Da resolução deste problema de otimização surge o despacho económico em ambiente de mercado, para o modelo do *Pool* Simétrico.

No caso do *Pool* Assimétrico, é assumido que a carga do Sistema Elétrico é perfeitamente inelástica, isto é, qualquer que seja o preço a que a energia elétrica seja vendida, a carga pagará, porque tem uma grande necessidade dessa energia. A Figura 2.4. apresenta, esquematicamente, o modelo em *Pool* Assimétrico, na qual se verifica que a curva da procura é vertical, o que traduz a inelasticidade da carga.

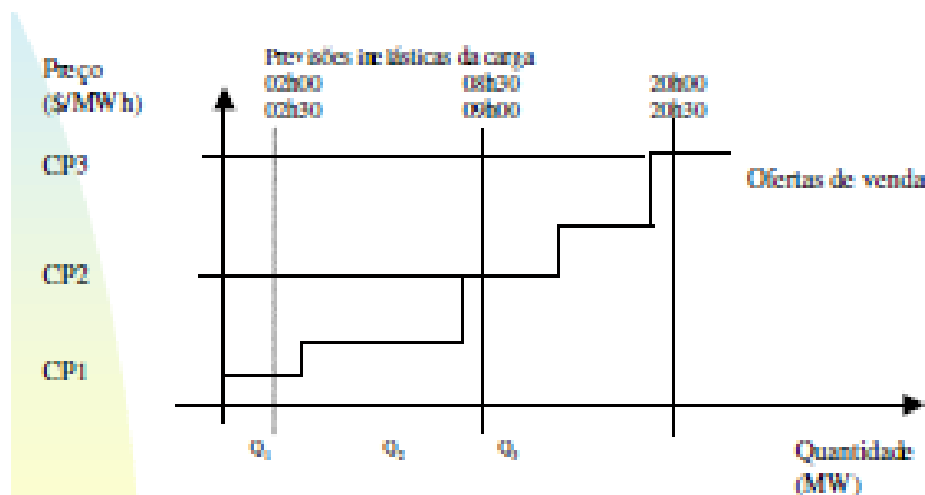


Figura 2.4 - Modelo em Pool Assimétrico [2].

Neste caso, a formulação é relativamente diferente da formulação do *Pool* Simétrico, uma vez que não existe curva da procura correspondendo a (2.5) a (2.7) [2]:

$$\max Z = - \sum_{j=1}^{N_G} C_{Gj}^{of} \times P_{Gj} \quad (2.5)$$

$$\text{su}j \ 0 \leq P_{Gj} \leq P_{Gj}^{of} \quad (2.6)$$

$$\sum_{i=1}^{N_D} P_{Di}^{spec} = \sum_{j=1}^{N_G} P_{Gj} \quad (2.8)$$

Nas expressões (2.5) a (2.8), as variáveis têm os seguintes significados:

- N_D - Número de propostas de compra de energia;
- N_G - Número de propostas de venda de energia;
- C_{Gj}^{of} - Preço da proposta de venda de energia j ;
- P_{Gj} - Energia aceite da proposta de venda de energia j ;
- P_{Di}^{spec} - Energia especificada para a carga do sistema;
- i - índice da proposta de compra de energia;
- j - índice da proposta de venda de energia.

Da resolução deste problema de otimização surge o despacho económico do Operador de Mercado, para o caso em que este funcione em *Pool* Assimétrico.

Apesar de partirem de pressupostos diferentes quanto à elasticidade da carga, quer o modelo em *Pool* Simétrico, quer o modelo em *Pool* Assimétrico apresentam semelhanças práticas nesta questão. De facto, na prática, a carga de um sistema elétrico é muito pouco elástica, uma vez que existem poucas cargas que poderão admitir não serem alimentadas em determinado período, o que faz com que as propostas de compra no modelo em *Pool* Simétrico sejam quase todas com preços elevados (próximas ou iguais ao preço máximo permitido no mercado, caso este exista). Assim, apenas algumas cargas que não necessitem tão aguerridamente de energia poderão apresentar propostas de preço mais baixo, o que faz

com que, na realidade, as curvas do modelo em *Pool* Simétrico sejam semelhantes às curvas de modelos assimétricos.

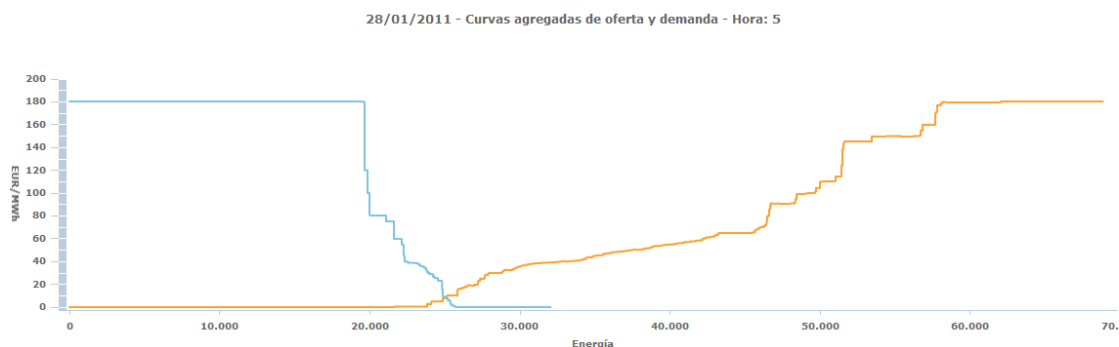


Figura 2.5 - Exemplo de um resultado de Mercado em *Pool* Simétrico que demonstra a aproximação a *Pool* Assimétrico [8] - Mercado Ibérico de Eletricidade

2.5.2. Modelos Obrigatórios e Modelos Voluntários

Para além de serem classificados quanto à elasticidade da carga, os mercados de eletricidade podem ainda ser classificados quanto à obrigatoriedade da apresentação das propostas: mercados obrigatórios ou mercados voluntários. No primeiro caso, todas as transações de energia elétrica têm que ser realizadas com base na apresentação de propostas no mercado, enquanto que, no segundo caso, abre-se a possibilidade de haver relacionamentos diretos entre entidades compradoras e entidades vendedoras, através de Contratos Bilaterais, que serão detalhados oportunamente.

2.5.3. Propostas Simples e Propostas Complexas

As propostas de compra e de venda de energia elétrica no mercado devem ser feitas em termos de preço marginal, isto é, de preço a que seria remunerada uma unidade extra de energia para alimentar o aumento da carga em uma unidade. Para além disso, a oferta também não deve ser inferior ao custo marginal porque, caso seja aceite a esse preço, a central não apresentará rentabilidade.

As propostas apresentadas ao mercado podem ser simples ou complexas. As propostas simples caracterizam-se, apenas, por uma quantidade de energia elétrica e um preço a que será negociada essa quantidade. Cada uma destas propostas é apresentada por período de negociação, o que significa que, para um dia de negociação, existirão 24 ou 48 propostas simples independentes por entidade. Assim, o Operador de Mercado procederá à resolução de 24 ou 48 problemas diferentes, não entrando em linha de conta com possíveis restrições relacionadas, por exemplo com taxas de tomada de carga das centrais ou mínimos técnicos. As propostas complexas evitam os problemas anteriores, por serem compostas, não só pelo preço e quantidade de energia, mas também por taxa de tomada ou diminuição de carga das centrais, mínimos técnicos e rentabilidades mínimas dos geradores, por exemplo. Com a utilização destas propostas, o problema passará a ser único, na medida em que, para um dia de negociação, não haverá 24 ou 48 problemas independentes de despacho. A utilização de

propostas complexas apresenta, no entanto, uma desvantagem, que reside na morosidade em se resolver o problema do despacho.

2.5.4. Modelo de Exploração do Setor Elétrico em Pool

Para além do planeamento económico de curto prazo fornecido pelo Operador de Mercado, torna-se necessário avaliar a sua viabilidade técnica e operacional. Assim, neste novo modelo, o Operador do Sistema tem a responsabilidade de realizar essa avaliação e informar o Operador de Mercado, caso haja alguma inviabilidade. Ou seja, após a reestruturação do setor elétrico e após a introdução de mecanismos de mercado, a coordenação da exploração do sistema é da responsabilidade do Operador de Mercado e do Operador de Sistema.

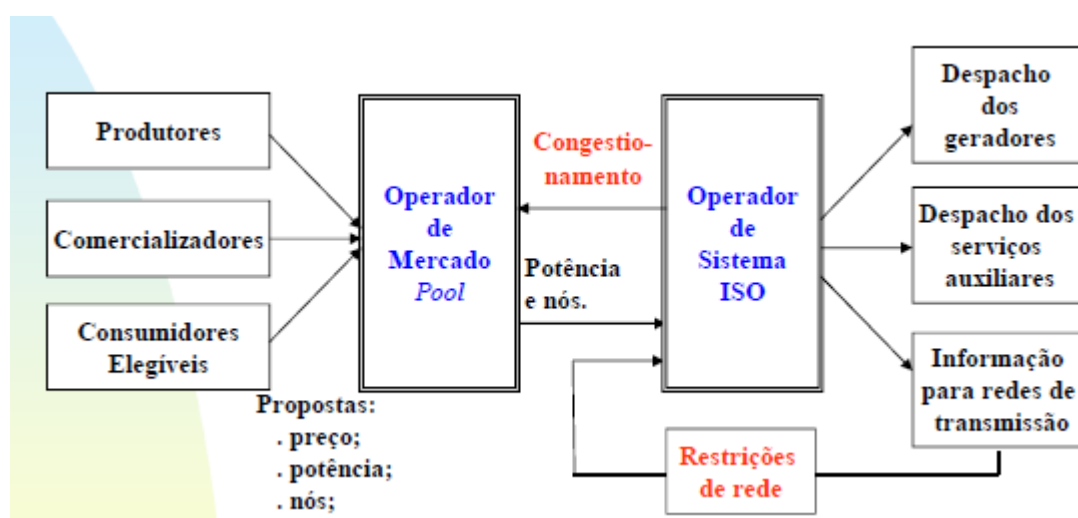


Figura 2.6 - Esquema do funcionamento do Setor Elétrico em Ambiente de Mercado [2].

O processo de planeamento da exploração inicia-se pela apresentação das propostas de compra e venda de energia, por parte de entidades produtoras, comercializadoras e consumidores elegíveis, ao Operador de Mercado. As propostas de compra são ordenadas por ordem decrescente de preço e as de venda são ordenadas por ordem crescente de preço, sendo da responsabilidade do Operador de Mercado determinar o preço de mercado e, consequentemente, os 24 ou 48 despachos económicos para o dia seguinte. Essa informação é depois transferida para o Operador de Sistema, para que este verifique a viabilidade técnica e operacional: níveis de tensão, congestionamentos das linhas, congestionamentos das interligações com outras áreas de controlo, entre outros. Caso não haja restrições nos despachos económicos, então estes serão implementados no dia seguinte. Caso contrário, será necessário proceder-se a ajustes, para ultrapassar os problemas técnicos detetados. No caso em que, mesmo com a realização destes ajustes, não seja possível tornar os despachos viáveis, proceder-se-á a alterações mais profundas nos mesmos.

2.5.5. Contratos Bilaterais

Os mercados de eletricidade de caráter obrigatório apresentam alguns problemas, nomeadamente:

- Os preços de mercado refletem custos marginais (tal como já foi referido), pelo que apresentam uma grande volatilidade. Essa volatilidade é prejudicial porque faz com que as empresas trabalhem num ambiente de maior incerteza, no que toca às suas transações financeiras;
- Na realidade, as entidades consumidoras não têm a hipótese real de escolher o fornecedor de energia elétrica, na medida em que existe um intermediário comum a todos os compradores e vendedores - Operador de Mercado.

No sentido de evitar estes problemas, permitindo reduzir o risco inerente ao Mercado Diário e conferir a real possibilidade de escolha do fornecedor de energia elétrica, surgiram os contratos bilaterais que podem ser realizados diretamente entre entidades produtoras e entidades consumidoras.

Existem dois tipos de contratos bilaterais: contratos bilaterais físicos e contratos bilaterais financeiros. No primeiro caso, existe a efetiva transação de energia entre a entidade produtora e a entidade consumidora, que influencia fisicamente as condições de operação do sistema elétrico. Após a celebração deste tipo de contratos, o Operador do Sistema deverá ser informado de tal forma que lhe seja possível verificar a viabilidade dos mesmos, não havendo, por norma, a necessidade de comunicar o preço de venda da energia acordado entre as partes. No caso dos contratos bilaterais de índole financeira, o seu aparecimento justifica-se pela possibilidade de redução do ambiente de risco no qual as empresas atuam. Para isso, surgiram contratos às diferenças, Futuros e as Opções.

Com a introdução da possibilidade de se realizarem Contratos Bilaterais, o modelo de exploração do setor elétrico deve ser ligeiramente reformulado, encontrando-se agora ilustrado na Figura 2.7..

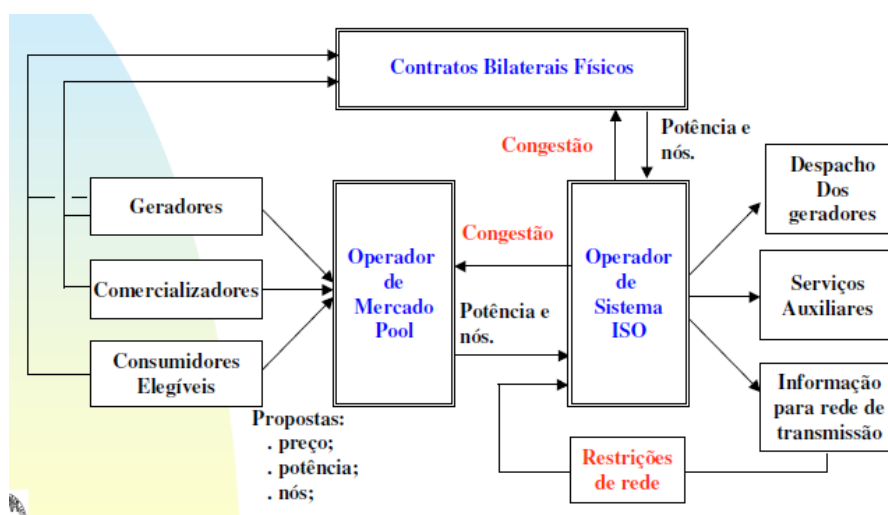


Figura 2.7 - Esquema do funcionamento do Setor Elétrico em Ambiente de Mercado, com a possibilidade de realização de Contratos Bilaterais [2].

Neste caso, o Operador do Sistema, para além de receber informação do Operador de Mercado, deverá também receber informações sobre os Contratos Bilaterais Físicos, para

validar a operação do sistema. Caso a mesma esteja comprometida, então a entidade responsável pela inviabilidade da Operação do Sistema será informada e deverá corrigir o problema.

2.5.6. Mercado Intradiário e Mercado de Reservas

A extensão dos períodos de negociação no mercado diário é, por vezes, demasiado longa, tendo em conta a dinâmica dos sistemas elétricos de energia. Assim sendo, é normal a criação de mercados de ajustes, que funcionam no próprio dia, em períodos pré-estabelecidos e que se destinam a ajustar o equilíbrio entre o consumo e a produção.

Para além desta hipótese de ajuste, existem ainda, a cargo do Operador do Sistema ou do Operador de Mercado (consoante o caso), mecanismos associados aos serviços auxiliares, responsáveis por manter o sistema operacional e seguro. Estes mecanismos serão descritos em maior pormenor oportunamente.

2.6 - Exemplo - O Mercado Nórdico de Energia

Um bom exemplo de um mercado organizado de energia elétrica é o *Nord Pool Spot*. Este é o maior mercado de energia elétrica do mundo e é um mercado transnacional, englobando a Noruega, a Suécia, a Finlândia, a Dinamarca e a Estónia.

2.6.1. História

Em 1991, a Noruega iniciou a reestruturação do seu setor elétrico, até então constituído por uma única empresa verticalmente integrada. O objetivo era o de criar um mercado competitivo, quer para produtores, quer para entidades consumidoras. Nesse sentido, o Estado Norueguês criou a *STATNET* e a *STATKRAFT*, empresas que passaram a atuar no setor do transporte de energia e na produção, respetivamente [1].

Em 1992, o Estado Sueco iniciou também a reestruturação do seu setor elétrico, criando a *VATTENFALL* e a *SVENSKA KRAFTNAT*, para atuarem nas atividades de produção e de transporte de energia elétrica [1].

Em Janeiro de 1996, após um período longo de negociações, surgiu o primeiro mercado transnacional de energia elétrica, a partir da criação da empresa *Nord Pool Spot* [1].

Em 1998, foi a vez de a Finlândia aderir a este mercado, enquanto que a Dinamarca aderiu apenas em 2000 e a Estónia em 2010 [9].

2.6.2. Características Gerais

O *Nord Pool Spot* oferece mercados do tipo *Day-Ahead* e do tipo intradiário, denominados *Elspot* e *Elbas*, respetivamente. O mercado é do tipo *Pool* Simétrico Voluntário, admitindo ofertas de preço e quantidade para cada hora, ou seja, o período de negociação é horário e existem 24 períodos de negociação por dia [1] e [2].

O *Elspot* recebe propostas até às 12:00 CET e, tipicamente, entre as 12:30 CET e as 12:45 CET, são disponibilizados os resultados do mercado [10]. O preço de sistema corresponde ao

preço de fecho do mercado e é determinado pela interseção das curvas de oferta e da procura, tal como se apresenta na Figura 2.8..

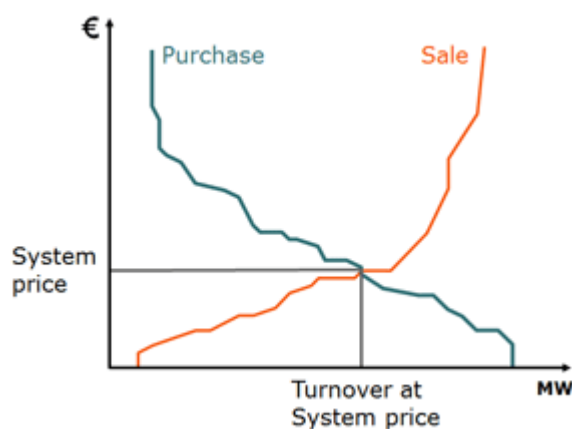


Figura 2.8 - Determinação do Preço de Sistema no Elspot [19].

O Elbas é um mercado contínuo, sendo que a negociação ocorre durante todo o dia, podendo ser aceites propostas até à hora anterior à entrega. Às 14:00 CET são publicadas as capacidades disponíveis para entrarem em negociação no *Elbas* [11].

2.6.3. Solução de Congestionamentos

O *Elspot* apresenta-se dividido em diversas áreas, designadas de “*bidding areas*”. Esta separação não é, de todo, anormal, porque acontece em muitos mercados, porém, tradicionalmente, tal acontece para distinguir áreas controladas por diferentes entidades, por norma, pelos TSO de diferentes países. No entanto, o que se verifica é que no Nord Pool, as “*bidding areas*” não coincidem, por vezes, com a área de controlo do país, sendo antes sub-áreas desse mesmo país. Tal sucede porque as redes de transporte dos países membros do *Nord Pool Spot* não são muito desenvolvidas, o que se deve, por exemplo, a condicionamentos históricos: o crescimento das redes deu-se em torno de novas capacidades instaladas, longe de centros de produção, onde a energia por elas produzidas era, maioritariamente, consumida nessas mesmas áreas, sendo apenas necessária ligação a outras áreas para efeitos de estabilidade. Para além disso, as restritivas leis de proteção ambiental impedem, em muitos casos, o reforço das redes de transporte e, quando tal não sucede, são as condicionantes climatológicas ou de terreno que o fazem. As áreas em que se divide o *Nord Pool* nem sempre são as mesmas, mas tradicionalmente são as seguintes [12] e [13]:

- Noruega: NO1, NO2, NO3, NO4 e NO5;
- Dinamarca: DK1 e DK2;
- Suécia: SE1, SE2, SE3 e SE4;
- Finlândia: FI (área única);
- Estónia: EE (área única).

As áreas supramencionadas encontram-se apresentadas na Figura 2.9., onde se observa a sua localização geográfica. A figura em causa apresenta ainda dados de mercado, que podem ser ignorados nesta fase.

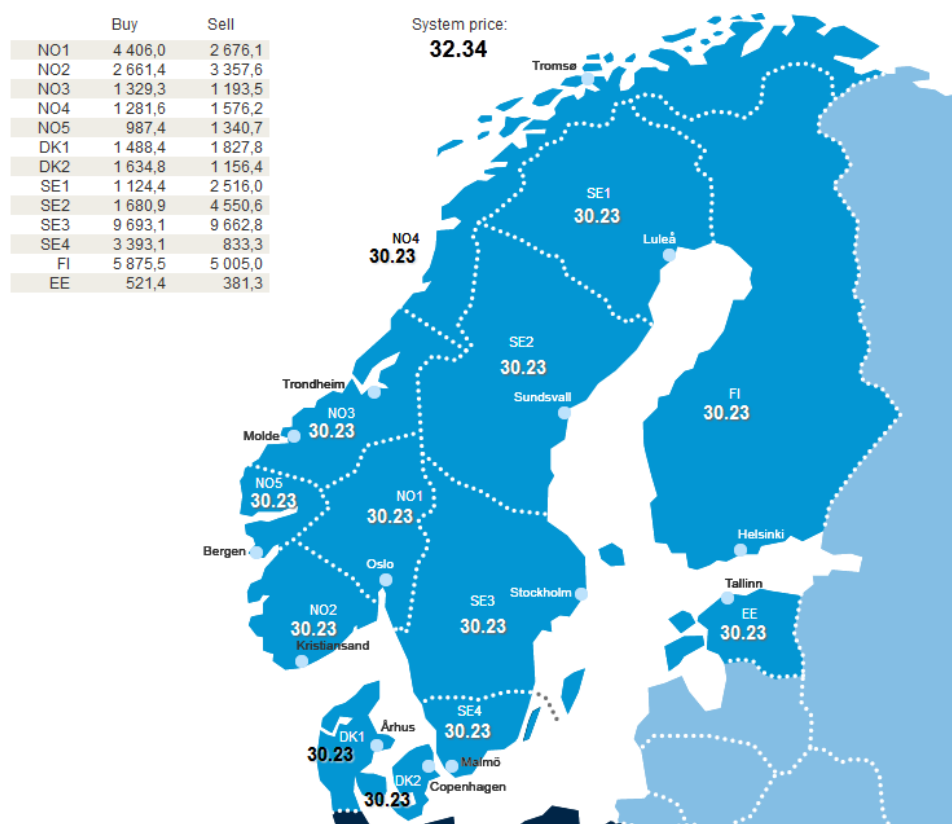


Figura 2.9 - “Bidding Areas” do Nord Pool Spot [12].

Como podem ocorrer congestionamentos nas linhas que interligam estas áreas, o preço de sistema poderá ser diferente nas diversas “bidding areas”. O mecanismo que determina o preço em casos em que ocorrem congestionamentos nas interligações designa-se por *Market Splitting*. Após o fecho do mercado, são calculados 24 despachos horários e enviados a todos os TSO dos países que fazem parte do Nord Pool, para que estes façam uma análise da viabilidade dos mesmos. Caso sejam inviáveis por violarem os limites das linhas de interligação, procede-se à aplicação do mecanismo referido anteriormente [14].

Para simplificar a explicação do mecanismo, supõe-se que o congestionamento ocorre apenas numa interligação entre duas áreas e de tal forma que qualquer alteração do fluxo de potência nessa interligação não congestionue outras possíveis interligações. Assim, este mecanismo de *Market Splitting* começa por repor o trânsito de potências nas linhas congestionadas no seu limite, fazendo com que surjam duas áreas distintas: a área com excesso de energia e que se encontra a exportar energia e a área com défice de energia e que se encontra a importar energia. No primeiro caso, o preço da energia será mais baixo que o preço do mercado conjunto, já que a área se encontrava a exportar energia, o que significa que os preços dos seus geradores são mais baixos do que os dos geradores da outra área e, ao ver reduzida a produção (porque o excesso do trânsito de potências na interligação foi eliminado), vê o seu gerador mais caro reduzir a sua produção. No segundo caso, o preço da energia será mais elevado, uma vez que a área se encontrava a importar energia, o que

significa que os geradores da primeira área são mais baratos. Assim, após a limitação da importação, esta segunda área será obrigada a recorrer aos seus geradores, mais caros. A Figura 2.10. apresenta, esquematicamente, o mecanismo explicado, com recurso à análise das curvas de oferta e procura [14] e [15].

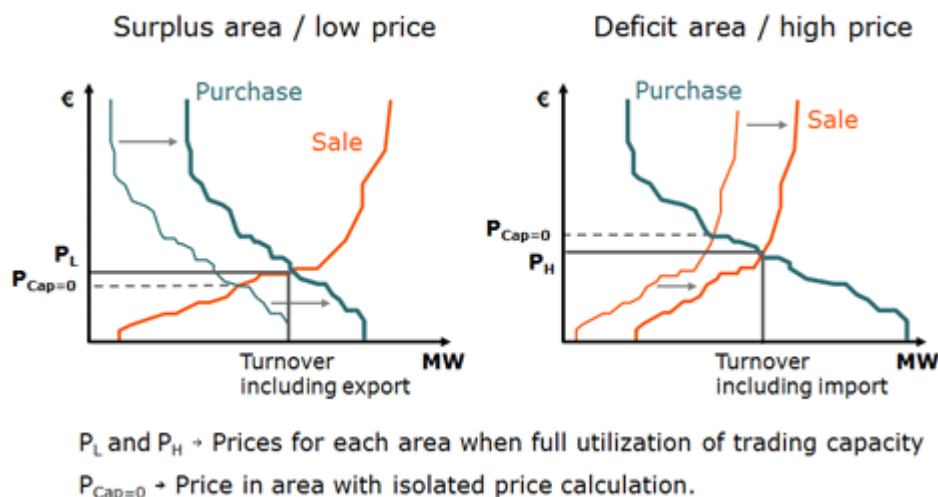


Figura 2.10 - Mecanismo de resolução de congestionamentos (*Market Splitting*) entre “bidding areas” no Nord Pool Spot [14].

No caso da área que apresenta excesso de exportação, a curva de compra de energia elétrica desloca-se para a esquerda (no gráfico), uma vez que à carga da área se retira a carga correspondente ao excesso de exportação. Mantendo-se a curva da oferta inalterada, o preço da área “ P_{CAP} ” é inferior a “ P_L ”, ou seja, o preço da área após a aplicação do *Market Splitting* é inferior ao preço do sistema. No caso da área que apresenta um excesso de importação, a curva de venda de energia elétrica desloca-se para esquerda, uma vez que se subtrai a produção importada em excesso, a qual pode ser tratada como um gerador barato (porque se não fosse barato não existia importação). Nesse sentido, a curva da procura mantém-se inalterada e, assim, o preço da área “ P_{CAP} ” é superior a “ P_H ”, ou seja, o preço da área após *Market Splitting* é superior ao preço do sistema [15].

O mecanismo de *Market Splitting* pode ser extrapolado para outros casos, nomeadamente para o caso do Nord Pool e de outros mercados transnacionais ou que operem com diferentes “bidding areas”. As Figuras 2.11. e 2.12. apresentam os resultados disponibilizados na página web do Nord Pool, para duas horas, numa das quais houve *Market Splitting* (Figura 2.12.), não havendo na outra (Figura 2.11.).

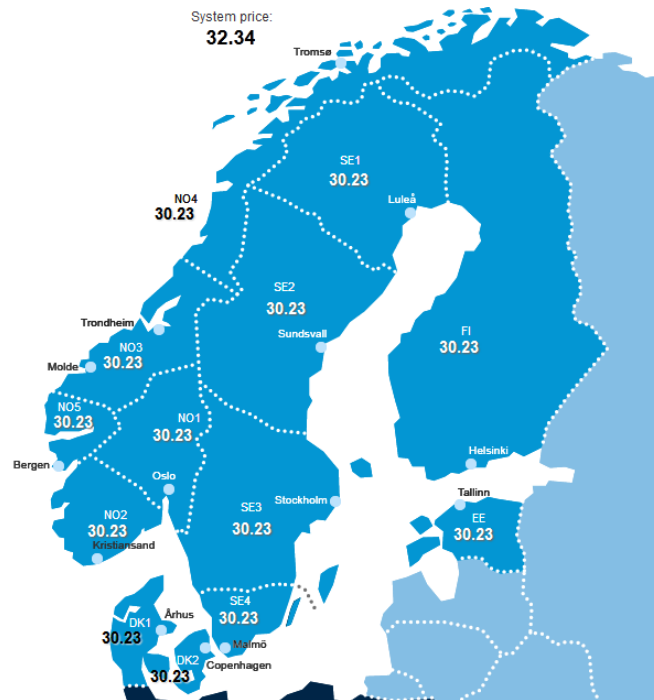


Figura 2.11 - Resultados de Mercado no Nord Pool Spot, sem ocorrer Market Splitting [12].

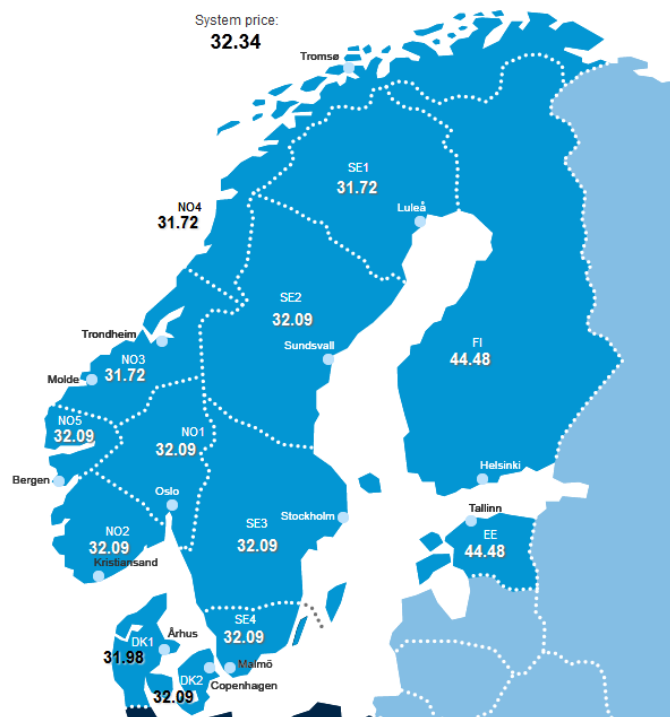


Figura 2.12 - Resultados de Mercado no Nord Pool Spot, ocorrendo Market Splitting [12].

2.7 - Serviços de Sistema

Qualquer SEE tem a necessidade de possuir Serviços de Sistema, designados, na literatura inglesa, *Ancillary Systems*. Estes serviços fornecem um apoio à operacionalidade da rede. Existem várias diferenças na sua aplicação e no seu funcionamento, específicas de cada país, no entanto, identificam-se traços muito comuns nos casos europeus, que se abordam de seguida.

Os serviços necessários à exploração segura e fiável de um SEE são os seguintes: Reservas (no qual se inclui o controlo de frequência), Controlo de Tensão e *Black Start*. Estes serviços podem ser obrigatórios, fornecidos através de contratos bilaterais ou negociados em mercado. Para além disso, os serviços podem ou não ser remunerados.

2.7.1 -Controlo de Frequência e Reservas

Os serviços de sistema que fornecem reservas estão diretamente ligados ao controlo de frequência dos SEE. No caso europeu, existe uma entidade - ENTSO-E, *European Network of Transmission System Operators of Electricity* - responsável pela monitorização da frequência da rede elétrica europeia, constituída por várias áreas de controlo, geralmente coincidentes com as áreas dos países. Segundo esta entidade são definidos os seguintes serviços auxiliares para o controlo de frequência [5], [16] e [17]:

- **Reserva Primária** - Está associada à resposta automática local das unidades produtoras a variações rápidas de carga. Após um incidente que cause um desvio de frequência, todas as máquinas sincronizadas com o SEE dispoem de controlo central veem o seu controlo primário ativado, antes que o desvio de frequência seja superior a 20mHz, com o objetivo de o estabilizar, isto é, para evitar que a frequência do sistema se continue a afastar do seu valor nominal. A nível europeu, a ENTSO-E definiu a reserva primária total em 3000 MW, a qual se encontra alocada às diversas áreas de controlo, de acordo com a energia de cada uma delas;
- **Reserva Secundária** - Após a atuação do controlo primário, a frequência estabiliza, podendo encontrar-se num valor diferente do seu valor nominal. Assim, após este primeiro controlo, o AGC (*Automatic Generation Control*) ativa a Reserva Secundária para repor a frequência no valor nominal e para repor os trânsitos pré-acordados nas interligações entre as diferentes áreas de controlo. A potência que cada área deve ter como Reserva Secundária é definida pela ENTSO-E;
- **Reserva Terciária** - É ativada manualmente pelo TSO da área de controlo onde o incidente ocorreu, para libertar as reservas secundárias, quando o valor da frequência volta ao nominal.

Para além de definir as regras do controlo de frequência e os níveis necessários de potência das reservas, a ENTSO-E define também tempos de atuação dos três tipos de reserva.

2.7.2 -Controlo de Tensão e Potência Reativa

O Controlo de Tensão e Potência Reativa é dividido em controlo local e controlo global. No primeiro caso, destacam-se os Reguladores Automáticos de Tensão dos Geradores, que adaptam a tensão do barramento ao qual se encontra ligado o respetivo gerador, de acordo com níveis pré-estabelecidos pelo Operador do Sistema. No segundo caso, o controlo é realizado, por norma, pelo Operador do Sistema, através da regulação de tomadas de transformadores e de escalões de condensadores.

Ambos os controlos envolvem fornecimento de potência reativa, pelo que se torna difícil obter preços para estes serviços. Nestas condições, muitos deles são realizados em regime obrigatório e não remunerados.

2.7.3 -*Black Start*

Este serviço é tradicionalmente fornecido por centrais clássicas (térmicas), com capacidade de arrancar autonomamente. Este serviço é essencial para a reposição gradual da operacionalidade do SEE, caso ocorra um *blackout* total ou parcial, da forma mais segura e rápida possível. Este serviço pode ser não remunerado e é definido pelo TSO da área de controlo no qual o serviço é fornecido [5], [16] e [17].

2.8 - Regulação

Segundo [1], “a regulação corresponde a uma actividade mediante a qual são estabelecidas regras para o exercício de uma determinada actividade visando acompanhar o funcionamento das empresas reguladas, corrigindo os efeitos perversos originados pela actuação em regime de monopólio ou mercado imperfeito e introduzindo ou forçando a adopção de comportamentos mais adequados aos agentes envolvidos”. Assim sendo, a regulação deverá incidir nas atividades de transporte e de distribuição de energia elétrica e, caso se justifique, em atividades cujo exercício não esteja de acordo com o regime de mercado, como por exemplo [1]: existência de subsídio cruzada entre várias atividades; posição dominante de uma ou algumas empresas; falta de informação; dificuldade de armazenar energia elétrica em grandes quantidades para utilizar quando a carga é mais elevada; e necessidade de ajustar os despachos do mercado às especificidades dos Sistemas Elétricos.

A regulação deve seguir os princípios seguidamente descritos [1] e [5]:

- **Transparência** - Todas as empresas devem ser tratadas de forma justa e justificável;
- **Eficiência** - Devem ser transmitidos incentivos para o aumento da eficiência por parte de todos os agentes;
- **Estabilidade** - As regras não devem ser alteradas frequentemente, para evitar a criação de um ambiente de risco, prejudicial à atuação dos agentes;
- **Simplicidade** - As regras devem ser claras.

A regulação deve ainda assegurar os seguintes requisitos [1]:

- Garantir a viabilidade económica do setor elétrico;
- Promover a eficiência económica a curto e longo prazo;

- Assegurar a existência de um nível de qualidade de serviço adequado;
- Reduzir as fontes de incerteza e risco das empresas.

Por norma, a existência de mecanismos de regulação origina o aparecimento de diversos regulamentos que devem ser seguidos por todos os agentes, tais como: Regulamento da Qualidade de Serviço, Regulamento Tarifário, Regulamento de Acesso às Redes, Regulamento da Rede de Transporte, entre outros.

Capítulo 3

Veículos Elétricos

3.1 - Resenha Histórica

Apesar de apenas recentemente se verificar um interesse mais generalizado da população e dos governos dos vários países pela introdução de veículos elétricos nas frotas automóveis, estes veículos têm uma história já longa.

Os veículos elétricos foram inventados em 1834, estando a atribuição da invenção, um pouco à semelhança de todas as grandes invenções, envolta em discórdia no que toca à patente. Os veículos elétricos foram sendo investigados e desenvolvidos por várias empresas e investigadores, durante o princípio do século XX. Nessa altura, foram inventados e desenvolvidos os veículos elétricos híbridos, pela mão de Ferdinand Porsche e de Henri Pieper [18] e [19].

O desenvolvimento destas tecnologias foi suplantado pela evolução tecnológica verificada nos veículos movidos a motor de combustão interna, devido aos baixos custos dos combustíveis fósseis. Porém, com as crises petrolíferas da década de 1970, o aumento dos preços dos combustíveis levou vários países ocidentais a incentivar o desenvolvimento dos veículos elétricos. Desde essa altura até agora, foram criados vários protótipos e edições limitadas deste tipo de veículos de companhias automóveis tais como a *General Motors*, *Chrysler*, *Ford*, *Honda*, *Nissan* e *Toyota* [18] e [19].

Atualmente, o impulso dado pelo recente aumento dos combustíveis e pelas crescentes preocupações ambientais, fez com que a produção de veículos elétricos se torne gradualmente massificada, com alguns modelos de veículos ligeiros de passageiros a tornarem-se bastante populares, tais como: o *Nissan Leaf*, o *Toyota Prius Plug-in*, o *Chevrolet Volt*, o *Citroen C-ZERO* e o *Mitsubishi i-MiEV*. Alguns destes veículos apresentam-se na sequência de Figuras que se segue (3.1., 3.2. e 3.3.).



Figura 3.1 - Mitsubishi i-MiEV [20].



Figura 3.2 - Nissan Leaf [21].



Figura 3.3 - Chevrolet Volt [22].

3.2 - Tipos de Veículos Elétricos

Os veículos elétricos têm todos a mesma base tecnológica, uma vez que a sua locomoção depende da transformação da energia elétrica armazenada nas baterias que possuem, em energia mecânica. Contudo, existem importantes diferenças tecnológicas que permitem identificar classes de veículos elétricos.

Atualmente existem três notórias classes de veículos elétricos: os veículos totalmente elétricos, cuja locomoção é unicamente assegurada por recurso a baterias (designados na literatura inglesa por BEV - *Battery Electric Vehicles* - e, por vezes, simplificada por EV - *Electric Vehicle*); veículos híbridos, que utilizam uma combinação de motor de combustão com motor elétrico (designados na literatura inglesa por HEV - *Hybrid Electric Vehicle*); e, por fim, veículos de célula de combustível, que utilizam hidrogénio como fonte de energia principal (designados na literatura inglesa por FCV - *Fuel Cell Vehicle*) [18], [23], [24] e [25].

Os BEV são veículos que utilizam apenas a energia elétrica existente nas suas baterias para locomoção, pelo que se conclui a necessidade da ligação destes veículos à rede elétrica para o carregamento das mesmas, dadas as limitações existentes quanto à autonomia das baterias [26]. Para além da desvantagem que advém da pouca autonomia deste tipo de veículos, a sua ligação à rede poderá acarretar impactos significativos na gestão e funcionamento dos Sistemas Elétricos de Energia [25]. A acrescentar a estas características desvantajosas, os BEV possuem, atualmente, outros problemas, tais como, o custo inicial na sua aquisição (muito devido à inexistência de uma forte economia de escala) e as limitações em termos de dimensões dos veículos, no que toca ao transporte de passageiros e de carga (diretamente relacionado com a reduzida energia armazenada nas baterias) [18].

Os HEV são veículos desenvolvidos para colmatar não só as falhas anteriormente apontadas, mas também as desvantagens da utilização de veículos movidos única e exclusivamente com recurso a motores de combustão interna (na literatura inglesa, ICE vehicles - *Internal Combustion Engine vehicles*), tirando partido do uso de uma tecnologia híbrida. Para tal, os HEV possuem um motor de combustão e um ou mais motores elétricos cuja função é a de otimizar a eficiência do funcionamento do motor de combustão, através do ajustamento da velocidade e do binário do motor [18]. Em termos da tecnologia que permite a combinação dos dois tipos de motores existentes nestes veículos, existem, essencialmente, três tipos de HEV: *Series HEV*, que se caracterizam, principalmente, por possuir motores elétricos associados a cada uma das rodas (o que permite um melhor controlo da potência disponibilizada a cada roda, beneficiando o controlo de tração) e pela inexistência de uma ligação direta entre o motor de combustão e o veio de transmissão); *Parallel HEV*, que possuem dois motores - um de combustão interna e outro elétrico - que se encontram ligados ao veio de transmissão, fazendo com que as rodas recebam potência dos dois, em paralelo; e os *Series-Parallel HEV*, que possuem características comuns aos dois tipos anteriores, tirando partido das vantagens de cada um [18], [23] e [24]. Os HEV apresentam algumas desvantagens na sua utilização, nomeadamente, os seus custos de aquisição e os elevados custos com a instalação de dois tipos diferentes de motores que, como se verifica pela descrição anterior, conduzem a alterações estruturais face aos veículos que apenas possuem motores de combustão interna [18].

Ainda no que toca à classe dos veículos elétricos híbridos, existe uma subclasse particularmente relevante. Esta não se insere em nenhuma especificidade tecnológica a nível

estrutural, como daquelas mencionadas no parágrafo anterior, mas antes se distingue por permitir que o carregamento das baterias se faça com recurso à ligação do veículo à rede elétrica. Esta classe de veículos é designada, na literatura inglesa, por *Plug-In Hybrid Electric Vehicles*, que pode ser abreviada pela sigla PHEV. Este tipo de solução tecnológica para o carregamento das baterias permite que o veículo utilize apenas a energia elétrica para se movimentar, o que é uma grande vantagem face aos restantes HEV, uma vez que torna possível que, em viagens curtas (tais como as viagens citadinas diárias), não se utilize nenhum outro combustível no veículo. De facto, os PHEV tiram partido das vantagens dos HEV (maior alcance, por exemplo), possibilitando ainda a redução das emissões de gases e dos custos com a aquisição de combustíveis fósseis, em ambiente citadino, mas não inviabilizando a paragem obrigatória do veículo para recarregar a bateria quando esta se esgota (como no caso dos BEV), uma vez que se poderá utilizar o motor de combustão interna, em qualquer das variantes tecnológicas anteriormente mencionadas para os HEV [23].

Os *Fuel Cell Vehicles* são veículos que produzem energia elétrica através de uma reação química que envolve hidrogénio e oxigénio. Desta reação, é libertada energia que é transformada em energia elétrica, que é armazenada na bateria do veículo ou que é utilizada para o movimentar. Um outro produto desta reação é água, pelo que se conclui que esta tecnologia não é poluente. Este tipo de veículos elétricos possuem a desvantagem de utilizarem um combustível (hidrogénio) que não é facilmente acessível, sendo necessário proceder-se à sua obtenção através de transformações químicas. No caso destas reações não se realizarem com recurso a energia renovável, então a produção de hidrogénio não é ambientalmente favorável. O desenvolvimento destes veículos está pendente, portanto, de uma economia de escala na produção de hidrogénio [18] e [24].

Para finalizar, encontra-se apresentado na Figura 3.4. um esquema que resume a classificação dos veículos elétricos existentes.

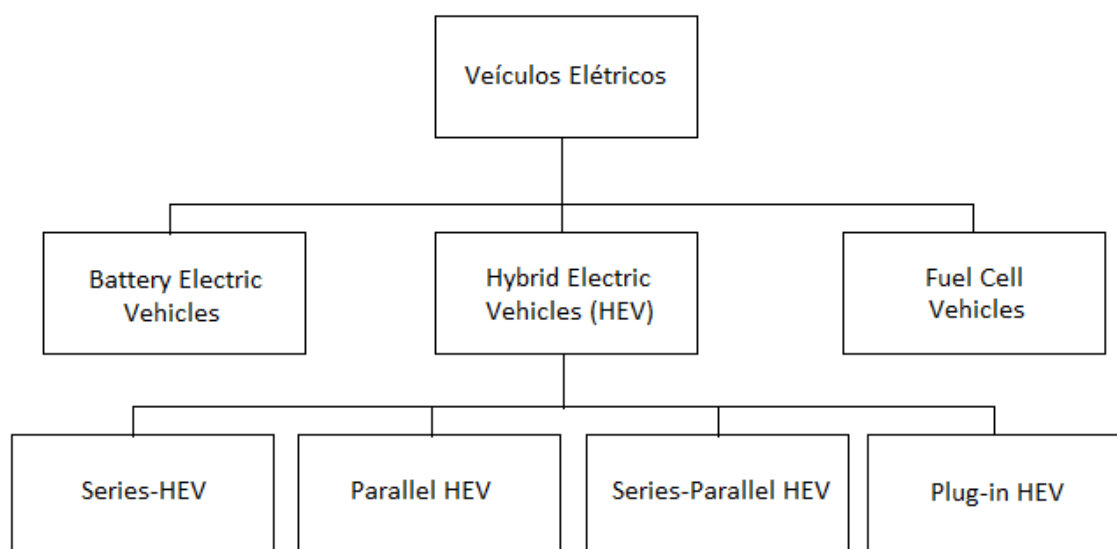


Figura 3.4 - Esquema de classificação dos tipos de veículos elétricos existentes.

3.3 - Classes de Veículos Elétricos

Para além da categorização dos veículos elétricos quanto à sua tecnologia, existe a necessidade de os agrupar em classes de veículos, de forma a torná-los abrangidos pela legislação automóvel dos vários países. Neste âmbito, têm vindo a ser desenvolvidas várias hipóteses, como por exemplo, adotada pelo projeto MERGE - *Mobile Energy Resources in Grids of Electricity*.

Segundo [27], do projeto supramencionado, os veículos elétricos podem ser divididos em várias classes, nomeadamente: L7e, M1, N1 e N2. A primeira classe de veículos envolve, essencialmente, quadriciclos com peso máximo entre 400 kg (passageiros) e 550 kg (mercadorias) e uma potência máxima de 15 kW. A segunda classe, M1, inclui veículos de passageiros, de quatro rodas, com lotação máxima de oito pessoas mais um condutor. A classe N1 engloba veículos de mercadorias com um peso superior a 3500 kg, enquanto que os veículos elétricos com peso entre 3500 kg e 12000 kg são considerados veículos de classe N2.

Existem já veículos da classe L7e no mercado, sendo que é estimado que a percentagem destes veículos, face ao número de veículos elétricos totais, diminua drasticamente, assim que o número de vendas de veículos M1, mais práticos e mais seguros, aumente. No que toca aos veículos N1, é previsível que venham a ter um peso algo significativo, assim que se resolverem problemas de autonomia e de disponibilidade de pontos de carregamento das baterias [27].

Nesse sentido, os veículos elétricos predominantes serão os M1, com uma redução significativamente grande da percentagem de veículos elétricos da classe L7e e com pequenas percentagens associadas à existência de veículos da classe N1 e N2, que permanecerão relativamente estáveis (o que significa que se as vendas de veículos elétricos aumentarem, então as vendas de veículos N1 e N2 terão também que aumentar de tal forma que o número destes veículos, face ao número total de VE, permaneça relativamente constante) [27].

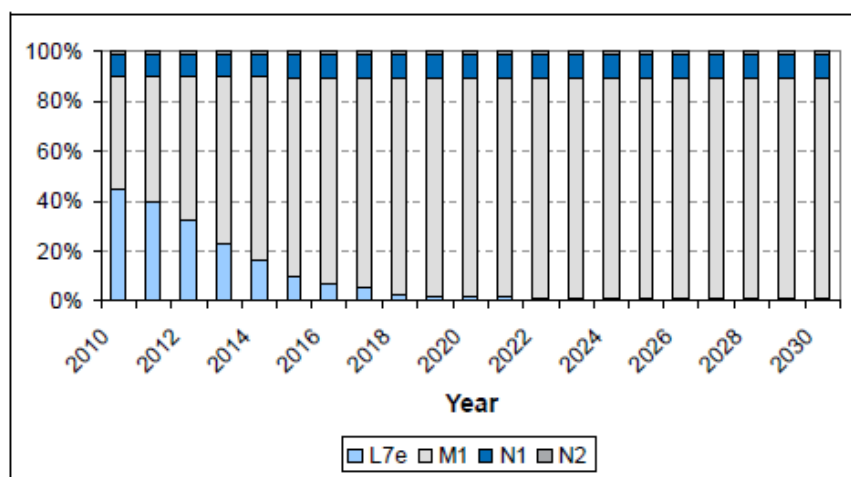


Figura 3.5 - Gráfico sobre a evolução das vendas das várias classes de veículos elétricos até 2030 [27].

3.4 - Baterias

Uma das principais limitações dos veículos elétricos está relacionada com a sua autonomia. De facto, torna-se complicado proporcionar a estes veículos a capacidade de percorrerem elevadas distâncias sem que seja necessário proceder ao recarregamento dos seus Sistemas de Armazenamento de Energia (SAE).

De entre estes SAE, as baterias destacam-se, sendo os sistemas de armazenamento mais comuns nos veículos elétricos, muito devido à sua produção massificada, à elevada densidade de energia, à portabilidade e ao baixo preço (quando comparadas com outras soluções de armazenamento de energia) [28].

Existem diversos tipos de baterias, sendo os mais importantes os seguintes [29]:

- **Baterias de Chumbo (*Lead-Acid Batteries*)** - o eletrodo positivo é composto por Óxido de Chumbo, o negativo por Chumbo Esponjoso (“*spongy lead*”) e o eletrólito é de ácido sulfúrico. As vantagens da utilização deste tipo de baterias residem na maturidade da tecnologia e na sua produção em massa, que faz com que a sua aquisição não seja demasiado dispendiosa. Apesar disso, este tipo de baterias apresenta algumas desvantagens o que poderá vir a limitar a sua utilização. Nomeadamente, não são apropriadas para descargas que ultrapassem 20% da sua capacidade, apresentam uma redução na sua vida útil, caso os carregamentos sejam muito frequentes e possuem uma baixa densidade de energia, devido ao peso dos coletores de chumbo;
- **Baterias de Hidreto de Níquel Metálico (*Nickel-Metal Hydride Batteries*)** - o eletrodo positivo é composto por Hidreto de Níquel, o negativo por uma liga especial de níquel, titânio e outros metais e o eletrólito é uma solução alcalina. Estas baterias possuem uma densidade de energia que é o dobro da das anteriores, os seus constituintes não são agressivos para o ambiente, possuem um longo tempo de vida útil e uma elevada resistência a cargas e descargas. Porém, apresentam um grave problema: o seu ciclo de vida pode-se reduzir significativamente se forem descarregadas a taxas elevadas. Para além disso, o

aumento do preço do níquel pode impedir uma diminuição dos custos de produção e, portanto, limitar a diminuição do preço de aquisição deste tipo de baterias;

- **Baterias de Iões de Lítio (*Lithium-Ion Batteries*)** - o eléctrodo positivo é composto por um material com Cobalto oxidado, o negativo por um material com Carbono e o eletrólito é um sal de Lítio. As vantagens da utilização destas baterias residem na sua elevada densidade de energia e na sua longa vida útil;
- **Baterias de Níquel-Zinco (*Nickel-Zinc Batteries*)** - estas baterias possuem uma elevada densidade de energia, os seus constituintes não são prejudiciais para o ambiente e funcionam bem para temperaturas na gama dos -10°C até 50°C, o que pode ser vantajoso em ambientes extremos. Apesar disso, as baterias de Níquel-Zinco apresentam ciclos de vida reduzidos e sofrem do mesmo problema que as baterias de Hidreto de Níquel Metálico, isto é, o preço do níquel;
- **Baterias de Níquel-Cádmio (*Nickel-Cadmium Batteries*)** - estas baterias apresentam uma vida útil longa e um bom comportamento em descargas totais. No entanto, o seu elevado custo e a possibilidade do cádmio ser lesivo para o ambiente são algumas desvantagens.

Atualmente, os veículos elétricos existentes em circulação utilizam baterias de Hidreto de Níquel Metálico. No entanto, as perspetivas futuras para esta tecnologia de armazenamento de energia apontam para a possível substituição destas baterias pelas baterias de Iões de Lítio e pelas de Níquel-Zinco [29]. Devido às más perspetivas face à evolução do preço do níquel, bem como devido às vantagens notórias da primeira tecnologia [28], será expectável que as baterias de Iões de Lítio venham a dominar o mercado.

Para além das baterias, existem ainda outros sistemas de armazenamento de energia que têm vindo a ser estudados recentemente, tais como supercondensadores, volantes de inércia e células de combustível (para FCV) [28] e [29]. Em jeito de exemplo, o modelo Nissan LEAF™ SL apresenta um painel fotovoltaico integrado, para aproveitamento da energia solar [30].

3.5 - Integração nas Redes

De entre todos os tipos de veículos elétricos descritos na Secção 3.2, os que, de facto, apresentam impactos diretos nos Sistemas Elétricos de Energia são aqueles que possuem a capacidade de se ligarem diretamente à rede para carregarem as suas baterias - PEV. Entre estes encontram-se os BEV e os PHEV, caracterizados anteriormente.

Um dos impactos da integração dos PEV na frota automóvel é o do aumento da carga do SEE ao qual estes veículos se ligam para carregarem as suas baterias. De facto, um veículo elétrico é visto como uma carga, já que o trânsito de potências verificado durante o seu carregamento é realizado com o sentido da rede para o veículo. Este aumento de carga poderá vir a ser prejudicial, especialmente, se for considerável (diretamente relacionado com o número de PEV). De facto, o aumento de carga conduz ao aumento dos trânsitos de potência, das perdas e à alteração dos perfis de tensão nos nós das redes de distribuição o que, por sua vez, poderá conduzir à necessidade de novos investimentos nas redes de distribuição [25].

No entanto, os PEV são uma carga variável, uma vez que os veículos não se encontram permanentemente ligados à rede para efeitos de carregamento, nem tão pouco se encontram sempre em carregamento quando estão ligados à rede. Isto é, dependendo do tempo e da estratégia de recarga da bateria, um PEV pode-se encontrar parado, ligado à rede, mas sem que haja nenhum trânsito de potências entre os dois, uma vez que a bateria já se encontra carregada. Neste sentido, surgiu um conceito novo - o V2G (*Vehicle-to-Grid*) -, proposto, em 1997, por Kempton e Letendre. Este conceito sugere que o trânsito de potências entre os PEV e a rede possa ser bidirecional, permitindo não só que o veículo receba energia da rede, mas também que o mesmo forneça energia à rede [31]. Com esta opção, os PEV deixam de ser apenas uma carga do sistema, passando a ser um importante instrumento em ambiente de mercado de eletricidade. De facto, com base neste conceito, os PEV passam a funcionar não só como cargas do SEE, mas também como uma fonte de energia disponível para ser vendida em horas de ponta ou para disponibilizar reserva primária, secundária ou terciária. As possíveis consequências nos mercados de eletricidade serão abordadas oportunamente.

O conceito anteriormente referido apresenta, no entanto, um problema: um VE apresenta uma potência relativamente baixa, quando comparada com as propostas normais em ambiente de mercado, pelo que a apresentação de propostas de compra e venda de energia, diretamente no mercado de eletricidade por parte de utilizadores de veículos elétricos torna-se manifestamente difícil. Assim sendo, para colmatar este problema, surgiu o conceito de Agregador de Veículos Elétricos: um agente que agrega vários veículos elétricos e tem a responsabilidade de intermediar a relação entre esses PEV e o OM, quer a nível técnico, quer a nível económico [31].

O papel deste agente será de extrema importância uma vez que, conforme o modelo definido para a atuação do mesmo, os impactos negativos da integração de grande quantidade de veículos elétricos na frota automóvel poderão vir a ser atenuados. Uma das principais variáveis deste modelo de atuação reside, na realidade, na estratégia de carregamento das baterias dos PEV. De entre as várias estratégias discutidas atualmente, ganham peso três: aquilo que se poderá vir a traduzir por “Carregamento Cego” (“*Dumb Charging*”, na literatura inglesa), o chamado “Carregamento Inteligente” (“*Smart Charging*”) e o Carregamento com Tarifa Bi-horária. Na primeira estratégia, o carregamento dos veículos elétricos é feito sem qualquer controlo por parte do Agregador, isto é, o carregamento inicia-se assim que o proprietário do PEV decidir conectá-lo à rede. Esta estratégia possui grandes inconvenientes, uma vez que não havendo nenhum tipo de controlo, os impactos referidos no que toca ao aumento da carga do sistema far-se-ão sentir. Nomeadamente, o congestionamento das redes de distribuição e o aumento dos preços da eletricidade poderão ocorrer, no caso de muitos PEV se conectarem à rede no mesmo período de tempo, tal como é realçado em [17] e [27], onde também se aponta a possibilidade desse período de tempo ser associado ao regresso do dia de trabalho, ou à chegada ao emprego - períodos de ponta ou de cheia (energia tipicamente mais cara). A segunda estratégia está intimamente associada ao conceito de *SmartGrids* e de Micro-redes, uma vez que pressupõe o controlo quase total do carregamento dos PEV, por parte do Agregador. Este tomaria a decisão de quando carregar as baterias, impossibilitando assim que o carregamento se iniciasse imediatamente a seguir à conexão dos PEV à rede. Desta forma, evitar-se-ia o cenário negativo descrito para a primeira estratégia, beneficiando-se ainda de uma mais fácil previsão da energia necessária para o carregamento das baterias (a nível de quantidade e período) o que, por sua vez, permitiria que o Agregador otimizasse a sua atuação em

mercado. A terceira estratégia pretende fazer uma ponte entre as duas apresentadas anteriormente, uma vez que não havendo controlo direto por parte do Agregador sobre os períodos de carregamento dos veículos elétricos, é oferecida ao utilizador a possibilidade de efetuar os carregamentos num período de tarifa reduzida. Assim, para aproveitar essa redução na tarifa (que ocorreria for das horas de pico e de cheia), os utilizadores carregariam em períodos nos quais os impactos negativos para a rede fossem menores. [31].

De entre as três estratégias acima descritas, a segunda - *Smart Charging* -, pela redução mais significativa dos impactos negativos da integração dos PEV nas redes, é preferencial, tal como demonstrado em [32], [33] e [34]. De facto, através de um controlo do período de carga, o Agregador poderá comprar energia em horas de vazio e vender em horas de ponta ou de cheia.

Em [25], é descrito um modelo que poderá vir a ser utilizado para aplicar a segunda estratégia, englobando o conceito de Micro-Redes. É proposta a existência de um controlo local dos EV, na sua conexão, de tal forma que sejam evitados impactos nas redes de distribuição, nomeadamente o da queda de tensão. Este controlo local será da responsabilidade de um Agregador por Micro-Rede - *MicroGrid Agregator Unit*. É também proposta a existência de um controlo mais centralizado, que permite gerir a frota de EV, evitando o congestionamento das redes e permitindo que se tire partido da compra e venda de energia no mercado. Este segundo nível de controlo será da responsabilidade do Agregador, o qual deverá comunicar com o DSO, a fim de evitar o desrespeito das condições ótimas de operação da rede de distribuição.

Apesar da existência do modelo proposto, anteriormente referido, a impossibilidade de, no imediato, se proceder à sua aplicação, devido ao elevado número de assuntos ainda em investigação no âmbito das *SmartGrids* (paradigma da comunicação e do controlo, resolução de problemas associados à microgeração), cria a necessidade de haver uma solução intermédia que possa ser aplicada num horizonte temporal relativamente curto. Assim e de forma a evitar os problemas técnicos associados a cenários de “Carregamento Cego”, torna-se necessário aproximar o mais possível o carregamento das baterias dos PEV do cenário de carregamento inteligente. Em princípio e tal como já foi referido, a solução passará pela implementação do sistema de tarifação bi-horária. No entanto, têm vindo a ser estudados outros modelos de negócio que resolvam este problema e que permitam que a atividade desenvolvida pelo Agregador seja economicamente atrativa, nomeadamente [31]:

- O Agregador disponibiliza baterias para substituição gratuitamente, carregamentos gratuitos ou a preços muito acessíveis ganhando, em contra partida, a possibilidade de fazer propostas de venda de energia ao mercado de reservas;
- O Agregador possui locais de carregamento nos quais é responsável pela gestão do tempo de carregamento dos veículos elétricos, permitindo-se a apresentação de propostas de compra e venda de energia ao mercado, de tal forma que a gestão desse tempo seja otimizada e lucrativa;
- O Agregador possui uma grande frota de veículos elétricos dispersos e, através de uma parceria com vários agentes responsáveis pela gestão de pontos de carregamento, ou com Comercializadores de Energia Elétrica, compram e vendem grandes quantidades de energia no mercado. Neste modelo, apesar de não haver um controlo direto sobre o carregamento dos veículos, pode-se, através da

criação de incentivos tarifários, fazer com que esse carregamento ocorra em horas que maximizem o lucro do Agregador;

- O Agregador pode corresponder a uma empresa de serviços que não esteja ligada ao setor elétrico e que ofereça vantagens na prestação desses serviços aos donos de veículos elétricos, em troca da possibilidade de fazerem propostas de venda de energia ao mercado.

3.6 - Rede de Postos de Carregamento

É expectável que o carregamento dos veículos elétricos seja passível de ser realizado em casa e/ou no trabalho. Porém, para além disso, é expectável a existência de uma rede de postos de carregamento existente em espaços públicos [31].

Quanto à questão da medição da energia utilizada para o carregamento das baterias, bem como da utilizada para o fornecimento à rede, as soluções deverão ser adaptadas à dispersão geográfica dos locais de carregamento. Isto é, o mesmo veículo pode ser carregado em vários locais, pelo que ou se implementa um sistema próprio baseado nesses pressupostos, caracterizado por contadores inteligentes presentes nos locais de carregamento (como por exemplo, no caso da rede MOBI.E, mais adiante referida), ou então os dispositivos de contagem de energia são implementados diretamente nos veículos elétricos [31].

3.7 - Comportamento dos Utilizadores de Veículos Elétricos

Para além de todas as questões eminentemente técnicas até aqui tratadas, existe um outro tipo de problema: o comportamento dos utilizadores de VE. Isto é, qualquer estudo que tenha como objetivo prever o impacto da penetração de Veículos Elétricos nos sistemas elétricos deverá, necessariamente, ter em conta a forma como os utilizadores desses veículos se irão comportar, nomeadamente, no que se refere aos carregamentos. Ou seja, se, por exemplo, se realizar um estudo em que se pressupõe que o carregamento dos veículos se realiza entre as 20h e as 4h, será expectável que esse pressuposto seja sustentado pelo facto de uma elevada percentagem dos utilizadores de veículos elétricos estar predisposta a realizar o carregamento nesse período.

De entre os vários estudos sobre o comportamento dos utilizadores de Veículos Elétricos, existe [32], o qual aponta as seguintes conclusões, baseadas na realização de um inquérito a nível europeu:

- 94 % dos inquiridos carregariam o seu VE durante a noite para tirar partido de preços mais baixos, em período noturno;
- 88% dos condutores carregariam o seu VE durante um período em que a eletricidade fosse mais barata, mesmo que não fosse em período noturno;
- 13% dos inquiridos afirmaram que não queriam tirar partido de tarifários múltiplos para o carregamento, já que a eletricidade é muito mais barata que a gasolina e o gasóleo;

- 57% dos condutores inquiridos têm acesso à eletricidade no local onde o veículo se encontra parado durante um período maior, durante a semana, e 65% durante o fim-de-semana;
- 50% dos condutores inquiridos viajam até 30 km por dia, durante a semana, e até 40 km durante o fim-de-semana;
- 85% dos condutores viajam até 110 km por dia, sendo que, em Portugal e na Irlanda, esta percentagem reduz-se para 66 e 68%, respetivamente.

Para além destas conclusões, existem outros aspetos relacionadas com várias possibilidades de carregamento de veículos, com os locais onde os utilizadores estão disponíveis para os carregar, com a disponibilidade do acesso à eletricidade nesses mesmos locais, entre outros. Existe também um estudo sobre o impacto de cenários de carregamento (*dumb charging scenario* e *smart charging scenario*) no diagrama de cargas. Todas estas conclusões são importantes e são base de pressupostos de outros estudos no âmbito do projeto europeu MERGE.

Capítulo 4

Caso Português: Mercado de Eletricidade e Mobilidade Elétrica

4.1 - MIBEL

Em 14 de Novembro de 2001, foi assinado um memorando entre os Governos Português e Espanhol, no sentido da criação do Mercado Ibérico de Eletricidade - MIBEL. Após essa assinatura, decorreram negociações entre os TSO dos dois países, entre as entidades reguladoras e as administrações responsáveis pelos setores energéticos, no sentido de se acordarem interligações, regulamentações, tarifários, harmonização de índices de qualidade de serviço, entre outros aspetos técnicos. Este processo culminou com o início do funcionamento do operador comum do mercado diário em Julho de 2007 [2].

4.1.1. - Características Gerais

O MIBEL é um mercado em *Pool* Simétrico e Voluntário. Isto é, existe um *pool* onde todos os agentes podem apresentar propostas de compra ou de venda de energia e, para além disso, poderão existir contratos bilaterais, físicos ou financeiros. Com a introdução dos mecanismos de mercado transnacional, continuaram a existir dois TSO - REN SA e REE SA -, com a responsabilidade acrescida de gestão das interligações e de congestionamento. Para além disso, foi necessário proceder a alterações legislativas nos dois países, bem como realizar investimentos em várias áreas. Com a implementação do MIBEL, surgiram também custos ociosos, devido à necessidade de alterar antigos contratos, que ainda se encontravam em período de amortização dos respetivos investimentos. Neste sentido, em Portugal, por exemplo, surgiram os chamados CMEC - Custos para a Manutenção do Equilíbrio Contratual [2].

No operador comum deste mercado, OMEI, são realizadas negociações horárias, o que significa que existem 24 períodos de negociação num dia, sendo que as propostas para o dia n são todas apresentadas no dia $n-1$. Ou seja, o MIBEL é do tipo *Day Ahead Market* [2].

Para além do mercado diário, existem ainda os mercados intradiários, responsáveis por, no próprio dia n , realizar os ajustes necessários para equilibrar a produção e o consumo [2].

4.1.2. - Processo de Negociação

As propostas de compra e de venda de energia elétrica para o dia n devem ser apresentadas, pelos produtores, comercializadores e consumidores elegíveis até às 11 horas do dia $n-1$. Depois disso, o Operador de Mercado (OMIE) realiza 24 despachos económicos, considerando propostas complexas, e envia os resultados do despacho para os TSO (REN SA e REE SA), de forma a estes verificarem a viabilidade dos despachos económicos, em conjunto com as informações que deverão receber sobre os contratos bilaterais. Depois desta verificação, os TSO informam o Operador de Mercado e, caso hajam problemas técnicos e operacionais, os resultados do mercado terão de ser alterados. Para isso e caso os problemas técnicos ocorram nas interligações, será aplicado o mecanismo de *market splitting*, originando preços diferentes em Portugal e em Espanha [2]. Finalmente, se existirem congestionamentos internos nas redes de cada país são utilizadas propostas de incremento e decremento da produção de cada gerador para alterar o despacho nas horas em que tal for necessário.

Para além de assegurarem a viabilidade operacional dos resultados do mercado, os TSO dos dois países são ainda responsáveis por definir, de acordo com as regras da ENTSO-E, o nível de Serviços de Sistema necessários para que essa viabilidade esteja assegurada. Alguns destes serviços são obrigatórios e não remunerados. Outros, tais como as reservas secundária e terciária são contratados por cada um dos dois TSO em mercados específicos [2].

No dia n , para equilibrar a produção e o consumo, existem seis sessões de mercado intradiário, de quatro em quatro horas, onde são negociadas as propostas para as próximas quatro horas [2].

4.1.3. - Serviços de Sistema

No caso da Reserva Primária, de acordo com as regras da ENTSO-E, para o ano de 2009, Portugal devia ter 51 MW disponíveis, enquanto que Espanha devia assegurar que a sua reserva primária fosse de 318 MW. A Reserva Primária deve entrar em funcionamento assim que sejam detetadas variações de frequência de, pelo menos, 10mHz. Este serviço é obrigatório e não remunerado nos dois países [5], [6], [16], [17]. Os números apresentados são referentes ao ano 2009, tendo sido calculados com base nas energias de cada área, no ano de 2008.

A Reserva Secundária é ativada pelo AGC de cada uma das áreas de controlo e, no caso Português, o controlo secundário deve ser ativado, no máximo, em 30 segundos e deverá estar completamente ativo ao fim de, no máximo 15 minutos [17]. Ainda no caso Português, o TSO requisita, até às 13 horas do dia anterior a reserva secundária e os geradores apresentam propostas de venda, que incluem a banda de reserva (2/3 da potência é reserva a subir e 1/3 é reserva a descer) e o preço. O Serviço de Sistema de Reserva Secundária é pago e, em Portugal, os geradores recebem por se encontrarem disponíveis para oferecer o serviço (termo de disponibilidade) e, caso sejam utilizados, para realizar o controlo secundário, recebem um termo de utilização, em função da energia fornecida, que tem um preço é igual ao da energia terciária para essa hora [5].

A Reserva Terciária é contratada em mercados de âmbito nacional e, para cada hora do próximo dia, o TSO de cada área define o valor necessário para esta reserva que, por norma, corresponde ao valor da potência do gerador com maior capacidade instalada, acrescentada de 2% do consumo desse período. O mercado de Reserva Terciária decorre das 18 às 21 horas do dia anterior [5].

No que toca ao serviço de Controlo de Tensão, existem algumas diferenças nos dois países. Em Portugal, o serviço é obrigatório e não remunerado e é fornecido por vários equipamentos tais como geradores, baterias de condensadores, entre outros, enquanto que, em Espanha, o serviço inclui dois termos, sendo um deles obrigatório e não remunerado, existindo, no entanto, um termo que não é remunerado [17].

O serviço de *Black Start* é não remunerado nos dois países.

4.1.4. - Mercado de Futuros

Para além do Mercado Diário, existe ainda um Mercado de Futuros associado ao Mercado Ibérico de Energia. Este mercado é gerido pelo OMIE - permite a negociação de vários tipos de contratos de futuros, *forward* e *swaps*. É um mercado supervisionado por entidades espanholas e portuguesas, entre as quais a CMVM (Comissão do Mercado de Valores Mobiliários) e a ERSE (Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos) [35], [36] e [37].

4.2 - Regulamento Tarifário

Em Portugal, a ERSE regula algumas atividades relacionadas com o setor elétrico. É da sua responsabilidade elaborar o Regulamento Tarifário [38], o qual indica, entre outros aspetos, a forma como são remuneradas as empresas reguladas da área do transporte e da distribuição. De facto, como estas empresas atuam em ambiente de monopólio regulado, é da responsabilidade do regulador assegurar a viabilidade económica das mesmas, pelo que se torna necessário que estas sejam ressarcidas pela utilização que os consumidores fazem pelo uso das redes que detêm. De facto, as empresas que asseguram estas atividades necessitam de ver os seus investimentos e as suas operações de exploração da rede ressarcidas. Nesse sentido, é da responsabilidade da ERSE determinar mecanismos de alocação de custos, que se encontrem de acordo com os princípios e requisitos da atividade de Regulação, de tal forma que sejam criadas tarifas, a aplicar aos utilizadores das redes.

Para além das atividades de redes, existem ainda outras que são, no presente, reguladas, devido à permanência do processo de reestruturação do setor elétrico, o qual, tal como já foi referido, exige a existência de mecanismos de transição para o ambiente de mercado. Nestas atividades, a ERSE procede igualmente ao apuramento dos custos que deverão ser ressarcidos às empresas, através de mecanismos que definidos no regulamento próprio.

O Regulamento Tarifário n.º 2/2011, de 27 de Julho de 2011 [38] apresenta as seguintes atividades reguladas e os seguintes proveitos que serão recuperados, em favor da empresa que exerce a atividade:

- **Atividade de Agente Comercial** - A sua função é a de comprar e vender de energia, relacionada, por exemplo, com as centrais cujos Contratos de Aquisição de Energia não terminaram. Os proveitos recuperados permitidos são os seguintes: diferencial entre custos de aquisição a produtores vinculados e custos de aquisição nos mercados organizados (CMEC, por exemplo); diferencial da remuneração dos PRE; custos de exploração;

- **Atividade de Gestão Global do Sistema** - A sua função é assegurar a exploração do sistema, sendo os proveitos permitidos: custos de operação, custos com Serviços do Sistema, custos aceites referentes aos mercados organizados, planos de promoção de eficiência energética, convergência tarifária, entre outros;
- **Atividade de Transporte de Energia Elétrica** - Neste caso, os proveitos recuperados permitidos são o valor médio dos ativos fixos à atividade de transporte, os custos de operação e de investimento da RNT, os ajustamentos interanuais e as compensações entre TSO;
- **Atividade de Distribuição de Energia Elétrica** - Os proveitos recuperados permitidos são o valor médio dos ativos fixos à atividade de distribuição, custos de operação e de investimento nas redes de distribuição, os ajustamentos interanuais e parcelas referentes aos incentivos de melhoria de qualidade de serviço, de redução de perdas, entre outros;
- **Atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica do Comercializador de Último Recurso** - Esta entidade (CUR) é responsável por garantir o fornecimento de energia elétrica a todos os consumidores, em qualquer zona do território nacional, surgindo como garante da universalidade do serviço. Qualquer consumidor que tenha um contrato com o CUR é um consumidor em mercado regulado. Os proveitos a serem recuperados pelo CUR são os seguintes: custos com aquisição de energia elétrica para fornecimentos aos clientes, ajustamentos interanuais, entre outros;
- **Atividade de Comercialização** - É uma atividade da responsabilidade do CUR e os proveitos recuperados permitidos são os custos com a estrutura comercial, valor médio dos ativos afetos a esta atividade e ajustamentos interanuais.

Para recuperar estes custos, estão definidas tarifas. O Regulamento Tarifário estabelece o chamado princípio da Aditividade Tarifária. Este princípio baseia o cálculo do valor de qualquer tarifa, referente a qualquer atividade, nos custos associados a essa mesma atividade. Para o efeito, existem cinco variáveis tarifárias: potência contratada, potência média em horas de ponta, energia ativa discriminada por período tarifário (ponta, cheia, vazio ou supervazio), energia reativa fornecida e recebida e termo fixo. Com base nestas variáveis tarifárias, são calculadas tarifas elementares, as quais, podem ser adicionadas para se determinar a tarifa regulada paga por um consumidor de energia elétrica, consoante o tipo de comercializador com quem se relaciona: livre ou regulado.

As tarifas elementares definidas no Regulamento Tarifário enumeram-se de seguida [5] e [38]:

- **Tarifa de Uso Global do Sistema** - Recupera os proveitos da atividade de Gestão Global do Sistema e do Agente Comercial. Está dividida em três parcelas e são utilizadas as seguintes variáveis tarifárias: potência contratada e energia ativa discriminada por período tarifário. A tarifa é diferenciada por nível de tensão, utilizando coeficientes de ajustamento de perdas;
- **Tarifa de Uso de Rede de Transporte** - Recupera os proveitos da atividade de Transporte, sendo discriminada por nível de tensão (MAT e AT) e utilizando todas as variáveis tarifárias;

- **Tarifa de Uso de Rede de Distribuição** - Recupera os proveitos da atividade de Distribuição, sendo discriminada por nível de tensão (AT, MT e BT) e utilizando todas as variáveis tarifárias;
- **Tarifa de Energia** - Recupera os proveitos da atividade de Compra e Venda de Energia do Comercializador Regulado (CUR), sendo discriminada por nível de tensão e utilizando uma única variável tarifária: energia ativa discriminada por período tarifário;
- **Tarifa de Comercialização** - Recupera os proveitos da atividade de Comercialização do CUR, sendo discriminada por nível de tensão (MAT; AT e MT; BTE; BTN) e utilizando o termo fixo.

Atualmente existem em Portugal dois tipos de consumidores: consumidores em mercado livre e consumidores em mercado regulado. Os primeiros pagam tarifas reguladas pelo uso das redes e pelo uso global do sistema, já que a recuperação dos custos de aquisição de energia e dos de comercialização do agente comercializador com o qual têm contrato são negociados entre as partes. Nesse sentido, surge a chamada Tarifa de Acesso às Redes, a qual é constituída pela soma da Tarifa de Uso Global do Sistema, com a Tarifa de Uso de Rede de Transporte e com a Tarifa de Uso de Rede de Distribuição, de acordo com o nível de tensão do consumidor. No segundo caso, os consumidores regulados possui contrato com o Comercializador de Último Recurso. Como esta entidade é regulada, os consumidores nestas circunstâncias, para além da Tarifa de Acesso às Redes, pagam igualmente a Tarifa de Energia e a Tarifa de Comercialização. Para clarificar este ponto, apresentam-se, nas Figuras 4.1. e 4.2., esquemas ilustrativos, disponibilizado pela ERSE, no seu *website*, para o primeiro e segundo caso descritos, respetivamente.

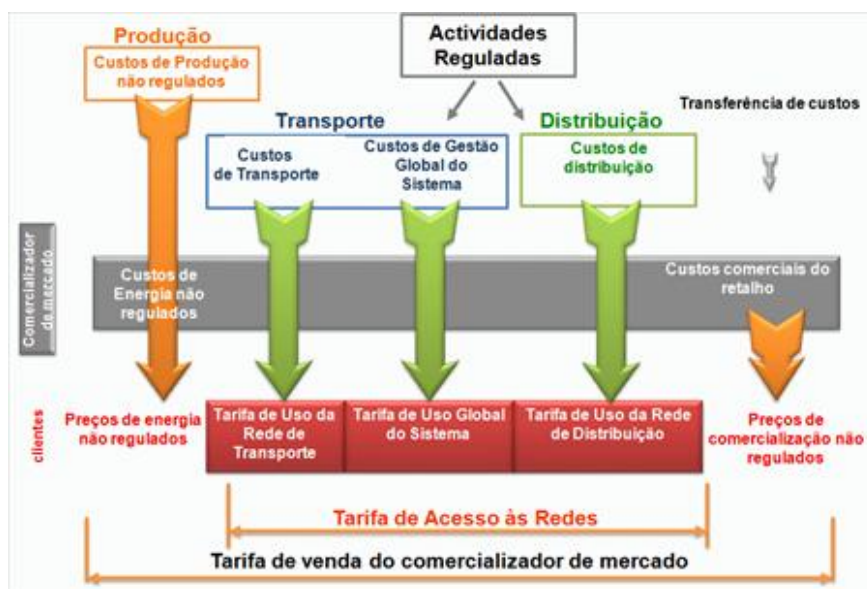


Figura 4.1 - Esquema ilustrativo das Tarifas do Setor Elétrico para um cliente não regulado [39].

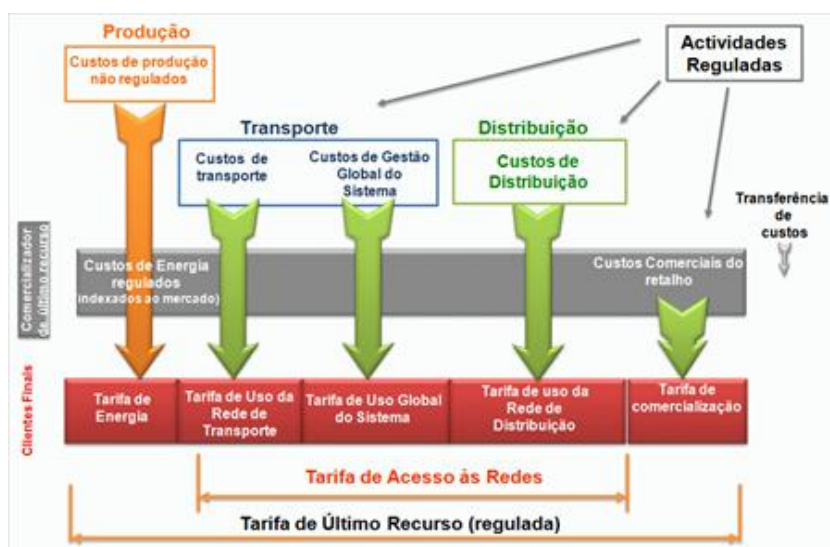


Figura 4.2 - Esquema ilustrativo das Tarifas do Setor Elétrico para um cliente regulado [39].

Devido à recente evolução desfavorável da economia portuguesa o processo de reestruturação do setor elétrico sofreu uma aceleração, especialmente, no que toca à atribuição de uma maior grau de liberalização dos mercados de eletricidade. De facto, segundo o Memorando de Entendimento sobre as Condicionalidades de Política Económica [40], assinado entre o Estado Português, o Fundo Monetário Internacional (FMI), Banco Central Europeu (BCE) e Comissão Europeia (CE), “As tarifas reguladas de electricidade serão progressivamente eliminadas o mais tardar até 1 de Janeiro de 2013. Apresentar um calendário para eliminação faseada das tarifas reguladas seguindo uma abordagem por etapas até ao final de Julho de 2011.” [40].

De facto, a partir de 1 de Julho de 2012 acabarão as tarifas reguladas para os consumidores com potência contratada igual ou superior a 10,35 kVA, enquanto que, a partir de 1 de Janeiro de 2013, acabarão as tarifas reguladas para todos os consumidores de eletricidade [41].

4.3 - Decreto-Lei nº 39/2010

Nos últimos anos, com o desenvolvimento da tecnologia dos veículos elétricos, Portugal decidiu colocar-se na linha da frente. Para o efeito, foi redigido e aprovado um Decreto-Lei (nº 39/2010), no qual se pode ler “O Programa do XVIII Governo Constitucional estabelece como uma das principais linhas de modernização estrutural do País liderar globalmente a introdução da mobilidade eléctrica através dos novos veículos eléctricos.” e “com o objectivo central de introduzir e massificar a utilização do veículo eléctrico a nível nacional.”. Segundo a introdução do mesmo documento, o Governo que o aprovou classificou a aposta na mobilidade elétrica como uma solução para a redução da dependência de combustíveis fósseis, da poluição atmosférica, das emissões de CO₂, dos níveis de ruído e da fatura de mobilidade das famílias e empresas [42].

Este documento prevê a existência de incentivos à aquisição e utilização de veículos elétricos, bem como garante a existência de uma rede integrada de carregamento das

baterias dos veículos, assim como a criação de um regime de universalidade e equidade no acesso aos serviços de mobilidade elétrica [42].

No que toca à rede integrada de carregamento, este Decreto-Lei refere o seguinte: “Esta rede irá permitir que as pessoas possam carregar as baterias dos seus veículos em qualquer dos pontos de carregamento que ficarão disponíveis no País, necessitando para o efeito unicamente de um cartão de carregamento contratado com qualquer comercializador de electricidade para a mobilidade eléctrica, que pode, aliás, ser estabelecido em regime de pré-pagamento como forma de incentivar a adesão à rede.”. De facto, surge, para este efeito, uma nova entidade - Comercializador de Eletricidade para a Mobilidade Elétrica (CEME), cujas funções serão clarificadas adiante: “o fornecimento de energia eléctrica para o carregamento de baterias de veículos eléctricos é exclusivamente assegurado por comercializadores de electricidade para a mobilidade eléctrica” [42].

No âmbito da mobilidade elétrica, ficaram consagradas, em [42] as seguintes atividades:

- **Comercializador de Eletricidade para a Mobilidade Elétrica** - A principal atividade é a de compra, a grosso, e venda, a retalho, da energia elétrica para carregamento das respetivas baterias dos veículos dos utilizadores de VE. É da responsabilidade do CEME, contratar o fornecimento de energia elétrica com os utilizadores de veículos elétricos e estabelecer com os operadores de pontos de carregamento o acesso dos respetivos utilizadores aos pontos de carregamento. Entre outros, os deveres do CEME são os seguintes: prestar o serviço de comercialização aos utilizadores de veículos elétricos que o requeiram; pagar ao Comercializador de Eletricidade o fornecimento de energia elétrica contratada e de perdas e consumos próprios; pagar os serviços prestados pelos operadores de pontos de carregamento e pela entidade gestora de operações. Esta atividade será, transitoriamente, exercida em regime regulado, período após o qual passará a ser exercida em regime de livre concorrência;
- **Operador de Pontos de Carregamento** - A principal atividade corresponde à instalação e exploração de pontos de carregamento integrados na rede de mobilidade elétrica. Os deveres desta entidade são os seguintes: permitir o acesso de utilizadores de veículos elétricos, independentemente do seu comercializador; estabelecer contratos com os CEME; disponibilizar, ao Gestor de Operações da Rede de Mobilidade Elétrica, dados relativos à eletricidade consumida nos respetivos pontos de carregamento; entre outros. O Operador de Pontos de Carregamento tem o direito de ser remunerado pela utilização dos seus pontos de carregamento. Essa remuneração deve ser entregue pelo CEME;
- **Gestor de Operações da Rede de Mobilidade Elétrica** - Esta entidade é maioritariamente detida pela entidade concessionária da Rede Nacional de Distribuição (RND), sendo que outras entidades que exerçam atividades no âmbito da mobilidade elétrica poderão adquirir participações individuais no capital da mesma. Os deveres do Gestor de Operações da Rede de Mobilidade Elétrica são os seguintes: acompanhar a execução do projeto piloto de mobilidade elétrica; gerir dados relativos à informação energética e financeira dos CEME, dos operadores de pontos de carregamento e dos operadores de redes de distribuição; definir normas e procedimentos de ordem técnica e de segurança aplicáveis ao funcionamento dos pontos de carregamento; monitorizar o funcionamento da

rede de mobilidade elétrica, entre outros. Esta entidade tem o direito de ser remunerada pelas suas atividades.

Com o aparecimento destas novas atividades e tendo em conta as atividades existentes a montante (atividade de produção de energia elétrica, de transporte, de distribuição e de comercialização), surge a possibilidade de aparecerem novas tarifas associadas à mobilidade elétrica, de forma a serem remunerados os custos do Gestor de Operações da Rede de Mobilidade Elétrica e das restantes entidades, caso sejam reguladas. Nesse sentido, um utilizador de veículos elétricos terá que pagar, para além das já conhecidas Tarifas de Acesso às Redes, tarifas que permitam recuperar os custos das atividades reguladas no âmbito da mobilidade elétrica [43].

O Decreto-Lei nº 39/2010 [42] consagra ainda a possibilidade dos pontos de carregamento se encontrarem em locais públicos de acesso público, privados de acesso público e de acesso unicamente privado, bem como serem implementados em novos edifícios ou em edifícios existentes, mediante autorização das autoridades competentes. Para além disso, são ainda apresentados no documento vários incentivos à aquisição de veículos exclusivamente elétricos, bem como é apresentado o “Programa para a mobilidade eléctrica”, tópico a desenvolver oportunamente.

Resumindo, em Portugal, a mobilidade elétrica será, nos próximos anos gerida da seguinte forma:

- Os utilizadores de veículos elétricos contratam o carregamento das baterias dos respetivos veículos com o Comercializador de Eletricidade para a Mobilidade Elétrica;
- Para efeito dos carregamentos, deslocam-se a um ponto de carregamento integrado na rede de mobilidade elétrica, operado por um Operador de Ponto de Carregamento e que terá um contrato com um ou mais CEME;
- Para efeitos de gestão dos fluxos de energia e fluxos financeiros existirá um Gestor de Operações da Rede de Mobilidade Elétrica;
- Na fatura dos utilizadores de veículos elétricos existirão tarifas que permitem recuperar os custos das várias atividades tradicionais do setor elétrico e das atividades relacionadas com a mobilidade elétrica.

4.4 - Participação do Agregador no MIBEL

De acordo com as regras atuais do funcionamento do MIBEL, o agregador poderá apresentar propostas de compra e de venda de energia, quer ao mercado diário, quer ao mercado de reservas.

Em [31] é proposto um modelo de participação do Agregador no MIBEL:

- O Agregador começa por prever a quantidade de energia necessária para carregar os veículos elétricos, bem como a quantidade total de energia disponível para reservas, para cada hora do dia seguinte;
- Seguidamente, o Agregador realizará a previsão dos preços de mercado para o dia seguinte;
- Finalmente, o Agregador apresentará as propostas de compra e de venda de energia ao Operador de Mercado.

O processo de decisão do Agregador basear-se-á na escolha entre a compra e venda de energia no mercado diário (por exemplo, se compensa economicamente vender energia nas horas de ponta e comprá-la nas horas de vazio), e a compra e venda de energia no mercado de serviços de sistema (por exemplo, utilizar a reserva a descer para carregar os veículos elétricos). Este processo de decisão deverá basear-se no *trade-off* entre a oportunidade de carregar os veículos elétricos com mecanismos de reserva a descer e o risco de não o conseguir fazer [31].

4.5 - Projeto MOBI.E

4.5.1. Trâmites Legais

Na sequência do determinado pelo Decreto-Lei nº 39/2010 e tendo em conta a vontade política existente no governo que o aprovou, surgiu, consagrado no mesmo decreto, um programa piloto para a mobilidade elétrica, designado por MOBI.E: “(...) é ainda criada a rede piloto para a mobilidade eléctrica, que possui âmbito nacional e abrange 25 cidades. Prevê-se que a implementação desta infra-estrutura experimental de carregamento inclua a instalação de 320 pontos de carregamento em 2010, atingindo os 1350 pontos de carregamento em 2011. A rede piloto da mobilidade eléctrica permitirá ainda testar e validar soluções para a mobilidade eléctrica, criando um laboratório dinâmico de experimentação de soluções à escala nacional, visando, num primeiro momento, a emergência de sinergias entre os municípios constituintes da rede piloto que possam, logo que possível, ser replicadas nos restantes municípios.”.

Segundo o mesmo decreto, os municípios (entre os quais Aveiro, Porto, Vila Nova de Gaia, Lisboa, Loures, Vila Real) que participam nesta iniciativa devem autorizar os operadores de pontos de carregamento licenciados a instalar, em locais de acesso público, pontos de carregamento, de acordo com os planos municipais para a mobilidade elétrica. É da responsabilidade do Operador da Rede de Distribuição em Baixa Tensão de cada município a instalação técnica, a operação e a manutenção dos pontos de carregamento de acesso público, exceto os que se encontram em áreas de serviço ou de abastecimento de combustíveis.

O Decreto-Lei supramencionado consagra ainda a criação do Gabinete para a Mobilidade Elétrica em Portugal (GAMEP), sobre o qual recaem, entre outras, as seguintes funções: coordenação da execução da rede piloto da mobilidade elétrica, autorização dos planos municipais e promoção do envolvimento da indústria nacional e do sistema científico e tecnológico no desenvolvimento de soluções técnicas, nomeadamente na construção de VE e no carregamento das baterias.

4.5.2. Funcionamento

Para que o utilizador de um VE possa carregar o seu veículo na rede de carregamento MOBI.E deve possuir um cartão MOBI.E. Na primeira fase deste programa de mobilidade, os

cartões são pré-pagos, sendo que, posteriormente, com o alargamento do mercado, a oferta comercial poderá vir a ser diferente.



Figura 4.3 - Símbolo do programa MOBI.E [43].

Após a parar o veículo num dos lugares disponíveis do ponto de carregamento, o utilizador deverá passar o cartão MOBI.E no equipamento de leitura e seleccionada a opção de carregamento (carregamento normal, ou carregamento rápido). Posteriormente, coloca a ficha no veículo e o carregamento inicia-se. Ao longo do período de carga, o utilizador poderá verifica o estado da bateria do veículo, acedendo ao Portal MOBI.E e verificar o estado. Assim que o carregamento estiver concluído, o utilizador será notificado e será debitado o custo do mesmo no seu cartão MOBI.E.

A Rede MOBI.E disponibiliza 1300 pontos de carregamento normal e 50 pontos de carregamento rápido em locais de acesso público, em Portugal Continental. O carregamento rápido é definido como um tipo de carregamento concebido para utilizadores que realizem deslocações maiores, para situações de emergência, ou para casos em que a distância a percorrer seja superior ao alcance das baterias. Este carregamento é realizado em 20 a 30 minutos, enquanto que o carregamento normal demora 6 a 8 horas.



Figura 4.4 - Posto de carregamento na via pública [44].

A par da infraestrutura física criada por este programa, surge um *website* na internet (www.mobie.pt) que disponibiliza informação útil. Nomeadamente, é dada a localização dos 1300 pontos de carregamento, bem como é dada a hipótese do utilizador de veículos elétricos de planear trajetos e saber o estado do carregamento do seu veículo, enquanto o mesmo carrega.

Atualmente a rede de postos de carregamento encontra-se concluída desde Dezembro de 2011.

Capítulo 5

Implementação do Modelo

5.1 - Introdução

De forma a analisar o impacto dos veículos elétricos nos preços da eletricidade e no consumo para o ano de 2020, era necessário desenvolver um programa que permitisse simular cenários previsíveis para esse ano. Seria também necessário simular as condições de mercado expectáveis em 2020, permitindo obter algum rigor nos resultados das simulações.

Para o efeito acima descrito, foi adaptado um programa pré-existente, disponibilizado pelo Engenheiro Nuno Fonseca, do INESC. Esse programa trabalhava os dados disponibilizados pelo Operador de Mercado - o OMIE - na sua página *web*, construía as curvas de oferta e procura de energia elétrica, com base nesses mesmos dados e determinava o preço de mercado, que é igual ao preço correspondente ao ponto de interseção entre as duas curvas, tal como já foi descrito anteriormente, no capítulo 2. A Figura 5.1., obtida numa fase muito inicial deste trabalho, mostra as curvas de oferta e procura construídas pelo programa, bem como a interseção entre as duas. É de realçar que o programa não possui a capacidade de realçar o ponto de interseção graficamente, apenas o fazendo numericamente.

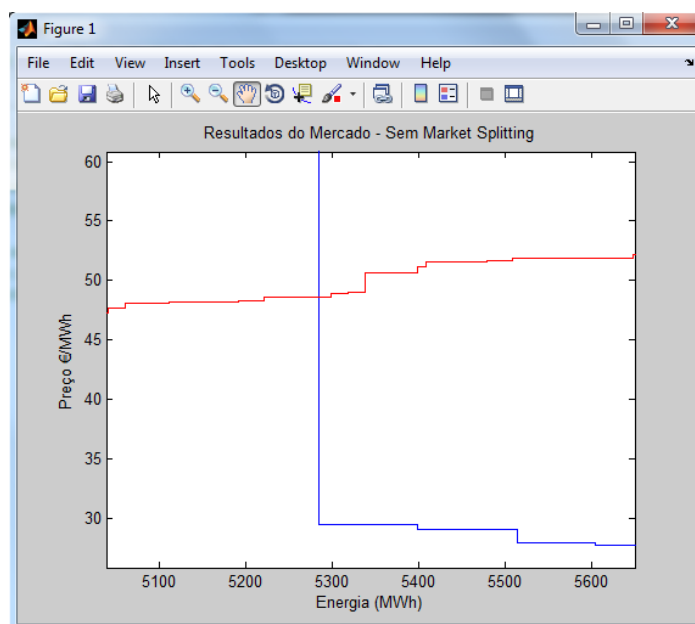


Figura 5.1 - Curvas de oferta (azul) e de procura (vermelho) construídas pelo programa desenvolvido.

Como se pode verificar, foi realizado um *zoom* para se perceber melhor a interseção das curvas. A curva a azul é a curva da procura que, como se pode verificar, apresenta uma redução brusca em termos de preço passando do patamar de 180,30 €/MWh (oferta típica de cargas inelásticas) para, neste caso, valores próximos dos 30€/MWh. A curva vermelha representa a oferta, ou seja, as propostas de venda dos geradores.

Para além disto, o programa era ainda capaz de calcular vários indicadores estatísticos, bem como calcular os desvios entre o preço de encontro para as propostas iniciais e o preço de encontro para as propostas complexas ou finais. De entre os indicadores estatísticos originalmente existentes encontravam-se, por exemplo, indicadores relativos à quantidade de energia oferecida e realmente vendida, por tipo de tecnologia. Como esses indicadores não eram necessários para a realização deste estudo, procedeu-se à sua eliminação, numa fase embrionária deste trabalho.

O código inicial foi adaptado de tal forma que permitisse: obter os diagramas de carga diários, para o horizonte de um ano; obter os preços horários de eletricidade, para todas as horas de todos os dias, num horizonte temporal de um ano; e realizar análises comparativas de preços de eletricidade, para vários cenários. Para o efeito foi necessário proceder-se a mudanças significativas no programa inicial, nomeadamente, adaptar o mesmo à leitura de novos ficheiros disponibilizados na página *web* do operador de mercado (OMIE) e à integração de novos dados, tais como, o aumento de carga previsto, o aumento de capacidade instalada prevista e o aumento de carga devido ao carregamento das baterias dos veículos elétricos.

Por outro lado, pretendia-se igualmente realizar comparações e, nesse sentido, foi necessário dotar o programa pré-existente de capacidade de realizar três estudos diferentes, numa só execução: condições de mercado e de consumo para o ano de 2011 (dados anuais o mais atuais possível); condições de mercado e de consumo para o ano de 2020, com a integração de veículos elétricos; e condições de mercado e de consumo para o ano de 2020, sem a integração de veículos elétricos. Desta forma, a análise comparativa poderia ser realizada com maior rigor.

5.2 - Pressupostos do Programa

Como este programa foi construído com o objetivo de permitir uma análise do impacto dos veículos elétricos nos preços e no consumo de eletricidade em 2020, teve que ser necessariamente baseado em pressupostos previstos para esse ano. De facto, qualquer previsão é baseada em pressupostos, caso contrário, não é possível realizá-la.

Neste caso específico, para além dos pressupostos do estudo em si (mais adiante referidos), foram igualmente considerados os seguintes aspetos:

- Não são expectáveis mudanças significativas no funcionamento do Mercado Ibérico de Eletricidade, sendo que, se considera que o seu funcionamento, em 2020, pode ser perfeitamente caracterizado pelo seu funcionamento em 2011, à exceção de mudanças ao nível da capacidade instalada no parque electroprodutor ibérico e na carga total do sistema;
- Assume-se que, à exceção de uma atualização de preços das propostas de venda dos geradores para o ano de 2020, as propostas desse mesmo ano podem ser perfeitamente caracterizadas, para cada hora de cada dia, com base nas propostas de venda dos geradores, disponíveis pelo OMIE, na sua página web, relativas ao ano de 2011, juntamente com um cenário adotado para o aumento da capacidade instalada no sistema electroprodutor ibérico. A atualização dos preços foi feita com base em valores previstos para o preço de algumas *commodities*. Este assunto será detalhado oportunamente.
- Como é sabido e como já foi referido neste documento, o preço de mercado é determinado pela interseção das curvas casadas ou finais. Sabendo que essas curvas só se encontram disponíveis conforme as condições de operacionalidade do sistema elétrico, conclui-se que é impossível determiná-las, para o ano de 2020. De facto, seria uma extrapolação muito vaga pensar-se que, da mesma forma que as propostas de venda iniciais do ano de 2011 são, de alguma forma, extrapoladas para a mesma hora, do mesmo dia, de 2020, se poderia fazer o mesmo com as curvas finais. Tal não é verdade, uma vez que, no primeiro caso apenas se está a simular um cenário exclusivamente de mercado, com base num outro cenário igualmente de mercado, com a devida atualização dos preços. Por outro lado, no segundo caso, procede-se à simulação de um cenário misto de mercado e condições de operacionalidade, com base num outro cenário misto de mercado e condições de operacionalidade. Isto é, estar-se-ia a supor que, numa dada hora de um dado dia de 2020, a rede elétrica se comportaria exatamente da mesma forma, como se comportou nesse mesmo dia, mas no ano de 2011. Assim sendo, optou-se por criar antes uma relação entre os desvios de preços das propostas iniciais e das propostas finais. Estes desvios são calculados para o ano de 2011, com base na diferença entre o preço de encontro das curvas finais e iniciais, sendo que esse desvio será somado ao preço de encontro das curvas iniciais, para o respetivo dia e hora de 2020. Estes desvios resultam da verificação das condições de complexidade das propostas de venda e, não havendo informação adicional, admitiu-se que esses desvios se mantinham em 2020;

- O cenário de expansão do parque electroprodutor utilizado pelo programa foi baseado em dados atuais para previsões de aumento de capacidade instalada, não se procedendo à análise relativa à desativação de centrais;
- O cenário de expansão do parque electroprodutor é inserido de forma não automática, diretamente no código do programa;
- O cenário de aumento de carga é inserido automaticamente, através da leitura de um ficheiro “.xlsx”, com os dados necessários. O ficheiro deve ter o nome “Consumo” e deve possuir a seguinte estrutura: a partir da linha 4 (inclusive), deve possuir os dados relativos a mês, dia, ano, hora, previsão de aumento de carga para Portugal e previsão de aumento de carga para Espanha, por esta ordem;
- A estrutura dos ficheiros obtidos na página web do OMIE não se altera, quer ao nível da sua forma, quer ao nível do seu nome;
- A mudança de pressupostos do estudo em si (referidos no capítulo 6), não são impeditivos do funcionamento do programa, bastando alterá-los no código do mesmo;
- O programa foi integralmente construído em *MatLab*, tendo o seu interface sido implementado utilizando a ferramenta *GUIDE*;
- O programa funciona em Windows, não sendo garantido o funcionamento noutra tipo de sistemas operativos;
- As situações de *Market Splitting* ocorrerão, em 2020, exatamente nas mesmas horas dos mesmos dias de 2011, devido a outros pressupostos já enunciados. Assim sendo, neste estudo, não se teve em conta a atual tendência de redução da implementação deste mecanismo no mercado ibérico, devido ao aumento de capacidade de interligação;
- A hora dos períodos de carregamento é a mesma que considerada pelo Operador de Mercado, seja ela a hora oficial Espanhola ou Portuguesa.

5.3 - Funcionamento do Programa

5.3.1. Aspetos Legais

Tal como já foi referido, houve, desde o início, a necessidade de fazer com que o programa corresse para três cenários diferentes, durante uma mesma execução: ano de 2011, ano de 2020 sem veículos elétricos e ano de 2020 com veículos elétricos. Para cada um desses cenários, o funcionamento do programa é, em tudo, semelhante, havendo, no entanto, algumas diferenças fundamentais, inerentes ao próprio cenário, mais à frente detalhados.

A rotina principal deste programa caracteriza-se simplesmente por simular, para cada hora de todos os dias de um ano, o ambiente de mercado. Para o efeito, recorre a ficheiros disponibilizados pelo OMIE, na sua página web, adaptando-se, internamente, de acordo com os três cenários anuais acima referidos e especificados oportunamente.

A forma utilizada para o efeito pretendido, foi a incorporação de três ciclos “FOR”, inseridos uns dentro dos outros: um ciclo corre para cada hora, dentro de um ciclo que corre para cada dia, dentro de um ciclo que corre para cada mês, dentro de um ciclo que corre

para cada ano. Assim, torna-se possível percorrer todas as horas de todos os dias de todos os meses de um ou mais anos, deixando-se, desta forma, a hipótese de executar o programa para mais que um ano, caso seja necessário posteriormente. A Figura 5.2. mostra um excerto do código, onde o que foi descrito é feito.

```
for anop=2011:2011

    tic; %inicia timer - NAO SEI PARA QUE E QUE ISTO

    for mesp=7:7 %DEFINE-SE
    for mesp=1:1 %DEFINE-SE

        if mesp==2 && rem(anop,4)>0 %%TRATA ANO BISSI
            limite=28;
        else
            limite=29;%ano bissexto
        end

        if mesp==1 || mesp==3 || mesp==5 || mesp==7 |
            limite=31;
        end

        if mesp==4 || mesp==6 || mesp==9 || mesp==11
            limite=30;
        end

        %           for diap=1:limite
        for diap=1:1

            %Mudança para Hora de Verao e de Inverno

            if (anop==2011 && mesp==3 && diap==27) %|
                limite2=23;
            elseif (anop==2011 && mesp==10 && diap==1)
                limite2=25;
            else
                limite2=24;
            end

            %----- PARA CADA HORA CALCULA O PREÇO I
            for horap=1:limite2
```

Figura 5.2 - Excerto de código do programa desenvolvido.

Como se pode verificar, é através das variáveis “anop”, “mesp”, “diap” e “horap” que o programa percorre as horas de todos os dias de um ano. Salienta-se a existência, no excerto de código anterior, de várias outras linhas, cuja funcionalidade será oportunamente explicada.

Antes de se iniciar o programa propriamente dito, são lidas várias das opções escolhidas pelo utilizador, tais como a escolha do tipo de carregamento dos veículos elétricos (pré-definido ou não), período de carregamento e número de veículos elétricos no parque automóvel comum. De acordo com essas opções, o programa seguirá caminhos diferentes, tal como é especificado na Figura 5.3., a qual apresenta uma montagem feita com as duas opções face ao tipo de cenário de carregamento de veículos, oportunamente descrito.

```

%----- CENARIO PRE-DEFINIDO -----
%
if handles.PreDefinido==1
    %Se for Cenário Pré-Definido, há 3 períodos possíveis
    %carregamento dos VE: 20h, 21h, 0h
elseif handles.PreDefinido==0
    %Se for Dumb Charging, a hora de início dos carregamentos é escolhida
    %pelo utilizador e a quantidade de veículos por período de carregamento
    %tambem
    %----- DADOS DOS PERIODOS DE CARREGAMENTO -----

```

Figura 5.3 - Excerto de código do programa desenvolvido.

Na figura anterior, surge uma variável denominada “handles.PreDefinido”, que assume o valor de 1 se o carregamento escolhido pelo utilizador é um carregamento pré-definido no programa, ou de zero, caso o carregamento seja totalmente especificado pelo utilizador. Esta variável encontra-se associada a uma estrutura, denominada “handles”, criada por defeito pelo programa *MatLab*, sempre que se constrói um interface utilizando a ferramenta GUIDE. Esta estrutura permite que seja passada informação entre várias funções associadas a um programa com um interface construído em *MatLab*. No decorrer da implementação deste programa foram construídas várias variáveis associadas a esta estrutura.

Para cada hora, o programa corre, então, para três cenários: ano de 2011, ano de 2020 sem veículos elétricos e ano de 2020 com veículos elétricos, enviando várias variáveis a uma função secundária, responsável pela determinação do preço de mercado e da quantidade total negociada, bem como de outros resultados. Depois disso, esses resultados são guardados em uma de três matrizes: uma referente ao ano de 2011, outra ao de 2020 sem veículos elétricos e uma última referente ao ano de 2020 com veículos elétricos.

Antes de guardar os resultados, é realizada a verificação de existência, ou não de *market splitting*. Esta verificação é importante, uma vez que, caso haja *market splitting*, o programa guarda os dados dos preços referentes exclusivamente a Portugal e guarda a quantidade de energia total, dos dois países, através da soma da quantidade determinada pela rotina secundária para Portugal, com a determinada para Espanha. Caso não haja *market splitting*, o preço guardado é o recebido da rotina secundária, tal como a quantidade, uma vez que o objetivo é realizar uma análise do impacto dos veículos elétricos no Mercado Ibérico de Eletricidade.

O algoritmo do programa é descrito seguidamente:

- i. Leitura de dados introduzidos pelo utilizador, referentes ao modo de carregamento e à quantidade de veículos elétricos no parque automóvel;
- ii. Verificação da integridade dos dados introduzidos;
- iii. Caso seja adotado um cenário de carregamento pré-definido:
 - a. Leitura da hora inicial de carregamento;
 - b. Verificações relativas à data (número de dias do mês, número de horas do dia);
 - c. Para cada hora:
 1. Corre a sub-rotina que determina os resultados do mercado para 2011;
 2. Verifica existência de *market splitting*;

3. Guarda os dados em “DiagramaCargas 2011”, conforme os resultados da verificação em 2;
 4. Lê dados de aumento de carga para Portugal e Espanha, para o ano de 2020;
 5. Se a hora estiver dentro de um período de carregamento:
 - 5.1 - Corre a sub-rotina que determina os resultados do mercado para 2020, com base no número de veículos elétricos e no aumento de carga para os dois países;
 - 5.2 - Verifica existência de *market splitting*;
 - 5.3 - Guarda os dados em “DiagramaCargasVE”, conforme os resultados da verificação em 5.2;
 - 5.4 - Corre a sub-rotina que determina os resultados do mercado para 2020, com base no aumento de carga para os dois países;
 - 5.5 - Verifica existência de *market splitting*;
 - 5.6 - Guarda os dados em “DiagramaCargas”, conforme os resultados da verificação em 5.5;
 6. Se a hora não estiver dentro de um período de carregamento:
 - 6.1 - Corre a sub-rotina que determina os resultados do mercado para 2020, com base no aumento de carga para os dois países;
 - 6.2 - Verifica existência de *market splitting*;
 - 6.3 - Guarda os dados em “DiagramaCargas”, conforme os resultados da verificação em 6.2;
 - d. Incrementa a hora e, caso seja necessário, o dia e o mês;
 - e. Se tiver terminado o ciclo de simulação, guarda os Resultados. Senão, volta ao ponto c.
- iv. Caso seja adotado um cenário de carregamento definido integralmente pelo utilizador:
- a. Leitura da hora inicial de carregamento;
 - b. Verificações relativas à data (número de dias do mês, número de horas do dia);
 - c. Para cada hora:
 1. Corre a sub-rotina que determina os resultados do mercado para 2011;
 2. Verifica se a hora se encontra dentro de um ou mais períodos de carregamento. Se estiver, atualiza o valor da quantidade de energia necessária para o carregamento dos veículos elétricos, em Portugal e em Espanha;
 3. Lê o aumento de carga para Portugal e Espanha, para o ano de 2020;
 4. Se houver carregamento de veículos elétricos, corre a sub-rotina acima referida para o ano de 2020;
 5. Verifica existência de *market splitting*;
 6. Guarda os dados em “DiagramaCargasVE”, conforme os resultados da verificação em 5;
 7. Corre a sub-rotina acima referida para o ano de 2020, sem considerar a existência de veículos elétricos;

8. Verifica existência de *market splitting*;
9. Guarda os dados em “DiagramaCargas”, conforme os resultados da verificação em 8;
- d. Incrementa a hora e, caso seja necessário, o dia e o mês;
- e. Se tiver acabado o ciclo de simulação, guarda os Resultados. Senão, volta ao ponto c.

Este algoritmo não é totalmente completo, uma vez que a sua apresentação seria muito mais complexa. Destaca-se, principalmente, a inexistência da descrição detalhada do algoritmo da sub-rotina que determina os resultados do mercado. O algoritmo dessa sub-rotina seria de apresentação um tanto ou quanto extensiva, sendo que, ao invés, se optou por descrevê-lo textualmente. Essa descrição encontra-se presente nas subsecções que se apresentam de seguida.

5.3.2. Ano de 2011

Para o primeiro cenário anual, o programa percorre todos os ficheiros, de todas as horas, de todos os dias de todo o ano de 2011, retirados da página web do OMIE. Estes ficheiros são compostos por todas as propostas horárias de compra e venda de energia, quer iniciais, quer finais (ou casadas). A Figura 5.4. apresenta o formato de um destes ficheiros que, como se pode verificar, se encontra em formato “.txt”, uma vez que foi para esse formato que se adaptou o programa.

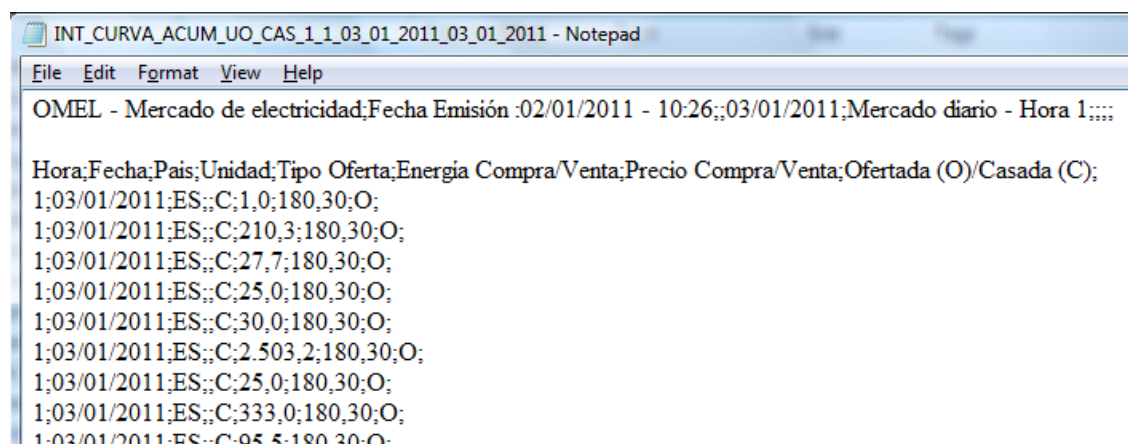


Figura 5.4 - Excerto de um ficheiro disponibilizado pelo OMIE.

Como se pode verificar pela observação Figura 5.4., o ficheiro é composto por um cabeçalho inicial, seguido de um outro que descreve qual o conteúdo de cada uma das “colunas” do ficheiro. Estas “colunas” separadas por vírgulas apresentam a hora do dia, o país de origem do ficheiro (“PT” para Portugal e “ES” para Espanha, caso haja *market splitting*; “MI”, caso não haja), a unidade de compra ou de venda da energia (que nunca aparece discriminada nestes ficheiros), o tipo de oferta (compra ou venda), a quantidade de energia da proposta, o preço da proposta e a classificação da proposta (inicial ou final). O título dos ficheiros é dado em função da hora e do dia aos quais os mesmos se referem. Nos casos em que, numa dada hora, há *market splitting*, são gerados pelo OMIE dois ficheiros, um

relativo a Portugal e outro relativo a Espanha, pelo que foi necessário preparar-se o programa para essa situação. A Figura 5.5. apresenta um excerto do código do programa, onde a verificação da existência de *market splitting* é realizada e onde, consequentemente, o programa percebe se terá que ler um ou dois ficheiros.

```
%----- VERIFICA A EXISTENCIA DO FICHEIRO -----
%
parteigual='INT_CURVA_ACUM_UO';
extensao='.txt';

try %Verifica se há ou não Market Splitting

    ficheiro=[parteigual,'_MIB_1_',horastr,'_',diastr,'_',messtr,'_',anostr,'_',diastr,'_',messtr,'_',anostr,extensao];

    A=importdata(ficheiro); %% IMPORTA A INFORMAÇÃO DO FICHEIRO

    market_split=0;

catch exception %Se o ficheiro não existe, então é porque houve Market Splitting e tem que se importar dos dois ficheiros: "POR" e "CAS"

    if ~exist(ficheiro, 'file')

        ficheiro_espaha=[parteigual,'_CAS_1_',horastr,'_',diastr,'_',messtr,'_',anostr,'_',diastr,'_',messtr,'_',anostr,extensao];
        ficheiro_portugal=[parteigual,'_POR_1_',horastr,'_',diastr,'_',messtr,'_',anostr,'_',diastr,'_',messtr,'_',anostr,extensao];

        A_espaha=importdata(ficheiro_espaha);
        A_portugal=importdata(ficheiro_portugal);

        market_split=1;

    end
end;
```

Figura 5.5 - Excerto de código do programa desenvolvido.

É a seguir a esta fase, já passada numa sub-rotina do programa, que se inicia, com base nos resultados da verificação da Figura 5.5., a leitura dos ficheiros do OMIE, com vista à obtenção da informação neles existente. A Figura 5.6. mostra, para o caso em que há *market splitting*, como é feito o procedimento.

```
%Se houve market splitting, então tem que tratar Portugal e Espanha em separado
else

    B_espaha=A_espaha(4:length(A_espaha)-1,1); %retira 3 headers e 1 linha de ";" no fim

    B_portugal=A_portugal(4:length(A_portugal)-1,1); %retira 3 headers e 1 linha de ";" no fim

    j=1;

    %----- CARREGAR PROPOSTAS DO FICHEIRO DE ESPANHA -----
    for i=1:length(B_espaha)

        %----- VERIFICA SE É MWh OU kWh -----
        s1=B_espaha(1,1);w1=cell2mat(s1);r1=regexp(w1,',';','split');

        %----- CARREGAR PROPOSTAS DO FICHEIRO DE PORTUGAL -----
        for i=1:length(B_portugal) %para cada hora de cada dia, percorre o ficheiro das propostas

            %----- VERIFICA SE É MWh OU kWh -----
            s1=B_portugal(1,1);w1=cell2mat(s1);r1=regexp(w1,',';','split');
            ee7=r1(1,7); rr7=str2mat(ee7); ii7=char(rr7);
```

Figura 5.6 - Excerto de código do programa desenvolvido.

A situação em que não ocorre *market splitting* é tratada de forma muito semelhante à apresentada na Figura 5.6., pelo que não se apresenta.

Os ficheiros são percorridos para cada hora, o que faz com que o programa só abra um ficheiro de cada vez, tornando o processo mais simples. Depois de aberto o ficheiro (para uma dada hora), as linhas do mesmo são percorridas, analisadas e classificadas da seguinte forma: proposta inicial de compra de energia, proposta inicial de venda de energia, proposta final ou casada de compra de energia e proposta final ou casada de venda de energia. Para classificar as propostas, bem como para ler os valores de energia e preço da proposta, são utilizadas algumas funções específicas de *MatLab*, entre elas, por exemplo, uma que permite separar as várias linhas dos ficheiros, em colunas separadas por ponto e vírgula. A Figura 5.7. apresenta um excerto de código com o tratamento feito.

```
%----- Quantidade de energia proposta e seu acumulado -----
e6=r(1,6);
t6=str2mat(e6);
j6=char(t6);
y6=regexprep(j6,'\.','');%substitui virgula por ponto
yy6=regexprep(y6,',','');
EnergiaPropostaEspanha=str2num(yy6);
```

Figura 5.7 - Excerto de código do programa desenvolvido.

Tirando partido da estruturação e organização dos ficheiros do OMIE que o programa utiliza, as propostas acima descritas são facilmente agrupadas em vetores, que guardam a informação sobre o preço e a quantidade de energia da proposta. Esses vetores são tratados de tal forma que seja possível construir as curvas de oferta e de procura.

Com base na construção destas curvas, é depois possível determinar o preço de mercado e a quantidade negociada. Para tal, os vetores acima referidos são percorridos, até que se dê a interseção das curvas: interseção do vetor das propostas de oferta inicial (composto pela quantidade e preço da proposta, em patamar) com o vetor das propostas de compra inicial (igualmente em patamar) e interseção do vetor das propostas de oferta e compra finais (também em patamar).

A forma como estes vetores são construídos e, numa fase posterior, percorridos, de tal forma que permitissem determinar o preço de mercado e a quantidade de energia total foi integralmente adotada do programa pré-existente, disponibilizado no INESC-Porto.

A construção das curvas eram construídas, baseia-se na criação de uma matriz com duas colunas: uma delas guarda o valor da energia das propostas, enquanto a outra guarda o preço das propostas. Como as curvas são construídas em patamar, é necessário que duas linhas consecutivas dessa matriz tenham o mesmo valor do preço, caso se trate de um patamar da curva. Nesse caso, à primeira dessas duas linhas está associado o valor da energia total até então lida das propostas e a linha seguinte é composta pela soma do valor da energia da linha anterior com o valor da energia da proposta de compra ou de venda. Esta técnica repete-se para as curvas de oferta e de procura, quer iniciais quer finais ou casadas.

No que toca à obtenção dos resultados do mercado, o algoritmo utilizado baseia-se no programa percorrer, com um determinado passo, os preços e as quantidades dos dois vetores (oferta e procura), comparando a diferença entre os dois, quer a nível de preço, quer a nível de quantidade. Assim que a diferença for menor que um determinado valor pré-especificado, tal quererá dizer que a interseção desejada se encontra próxima, sendo, nesse caso, avaliada com mais detalhe. Este algoritmo foi desenvolvido no INESC Porto e utilizado previamente em

alguns estudos (nomeadamente o estudo [17]). No caso específico das curvas finais ou casadas, tendo em conta que os ficheiros do OMIE disponibilizados já possuem todas as propostas aceites, então o preço final de mercado equivale simplesmente ao valor da última proposta, não sendo necessário nenhum algoritmo específico para o identificar.

Para que o programa possa funcionar, torna-se necessário que os ficheiros se encontrem na mesma pasta que o programa, em ambiente *MatLab*. Para além disso, os nomes dos ficheiros não podem ser alterados, face aos nomes dados pelo OMIE, uma vez que o programa foi preparado para ler os ficheiros da forma que os mesmos se encontram, originalmente, na página web do Operador de Mercado.

5.3.3. Ano de 2020 sem Veículos Elétricos

Para realizar a simulação para o ano de 2020 sem se considerar a existência de veículos elétricos (pelo menos de uma forma massiva), foi necessário considerar-se um valor previsto para o aumento de carga, para Portugal e para Espanha. Esses valores foram disponibilizados pela EDP - Gestão da Produção de Energia, S.A.. Estes dados foram de simples incorporação no programa, não sendo necessário proceder-se a alterações muito significativas, face ao caso anterior (ano de 2011).

Para o efeito, foi apenas necessário criar-se uma sub-rotina que, conforme a hora e dia em análise, lê de um ficheiro em formato “.xlsx” o valor do aumento de carga a ser considerado. A leitura do ficheiro em formato “.xlsx” com as informações sobre o aumento de carga foi alvo de uma atenção especial. Apesar de não haver nenhuma dificuldade acrescentada em ler informações de ficheiros neste tipo de formato, utilizando o ambiente *MatLab*, uma vez que o próprio *MatLab* disponibiliza uma rotina para o efeito, a mesma revela-se lenta, ao ler um ficheiro com 8760 linhas (número de horas num ano). Assim sendo, procurou-se otimizar a utilização deste ficheiro, separando, com recurso a uma rotina específica, os 8760 dados em grupos mais reduzidos. Estes grupos são constituídos pelos dias dos meses, divididos em três períodos horários de 8 horas cada, isto é, para evitar que, de cada vez que o programa fosse pesquisar o valor do aumento de carga para o ano de 2020, corresse todas as 8760 linhas, com a alteração introduzida correrá apenas para as linhas correspondentes ao período horário de cada um dos dias de cada mês. Essas linhas foram identificadas manualmente e a sua identificação permitiu uma redução muito significativa do tempo de execução do programa. A Figura 5.8. apresenta parte do código da rotina de pesquisa criada e descrita anteriormente.

```

elseif diap==15
    if horap<=8
        for k=7636:7643
            Celula3=['D',num2str(k),':D',num2str(k)];
            Celula4=['E',num2str(k),':E',num2str(k)];
            Celula5=['F',num2str(k),':F',num2str(k)];
            if (xlsread('Consumo.xlsx','Loads',Celula3)==horap)
                AumentoCargaPT=xlsread('Consumo.xlsx','Loads',Celula4);
                AumentoCargaES=xlsread('Consumo.xlsx','Loads',Celula5);
                break;
            end;
        end;
    elseif horap>8 & horap<=16
        for k=7644:7651
            Celula3=['D',num2str(k),':D',num2str(k)];
            Celula4=['E',num2str(k),':E',num2str(k)];
            Celula5=['F',num2str(k),':F',num2str(k)];
            if (xlsread('Consumo.xlsx','Loads',Celula3)==horap)

```

Figura 5.8 - Excerto de código do programa desenvolvido.

Depois do valor correspondente ao aumento de carga ser lido e armazenado nas variáveis “AumentoCargaPT” e “AumentoCargaES”, o programa corre normalmente, sendo que da primeira vez que o mesmo lê o ficheiro do OMIE, em busca das propostas de compra de energia, é automaticamente adicionada uma proposta “fictícia”, de compra de energia, com o preço de 180,03 €/MWh e com quantidade de energia igual ao valor do aumento de carga lido. Desta forma, torna-se possível integrar o aumento de carga, como sendo uma proposta normal de compra. A escolha do valor do preço da proposta visa garantir que a mesma é aceite, seguindo um pouco a lógica das propostas de compra de cargas inelásticas. Como o aumento de carga é diferente para os dois países, sempre que não há *market splitting*, o programa assume que a energia inerente à proposta de aumento de carga é igual à soma dos aumentos de carga previstos para os dois países. Na Figura 5.9., apresenta-se um excerto de código responsável por acrescentar uma proposta de aumento de carga.

```

%----- CARREGAR PROPOSTA DO AUMENTO DE CARGA -----
elseif VeiculosEletricos==0 & anoVE==2020

    %Como é a primeira proposta, acrescenta-se já o aumento de
    %carga.
    quant=AumentoCargaPT;

    %com este preço garante-se que a proposta é sempre aceite
    preco=180.30;

    EnergiaPropostaPortugal=quant;
    energia_comprafinalportugal(ind3p,1)=EnergiaPropostaPortugal;
    PrecoPropostaPortugal=preco;

    %----- Guarda o valor da energia em forma de patamar -----

```

Figura 5.9 - Excerto de código do programa desenvolvido.

Para além destas alterações do lado do consumo, houve a necessidade de proceder a alterações do lado da produção. Para o efeito, foram consideradas as propostas de venda de energia do ano de 2011, alterando-se o preço das mesmas, com base em valores previstos

para preços de algumas *commodities*, adicionando propostas de novas capacidades instaladas. De facto, do lado da produção, foi também necessário obter cenários de expansão do parque produtor, quer português, quer espanhol. Esses dados foram também disponibilizados pela EDP - Gestão da Produção de Energia, S.A.. A incorporação destas novas capacidades foi mais complexa do que no caso da atualização dos valores do lado da carga, descrito acima. Primeiramente, procedeu-se à criação de uma forma de determinar qual a última proposta de venda existente no ficheiro do OMIE da hora e dia analisados: de acordo com a estruturação dos ficheiros do OMIE utilizados, a seguir à última proposta de venda inicial, aparece a primeira proposta de compra final ou casada. Assim sendo, assim que essa primeira proposta de compra final aparecia, o algoritmo insere no vetor das propostas de venda iniciais, propostas de venda associadas às novas capacidades instaladas. Depois dessa incorporação, o vetor das propostas de venda iniciais é ordenado por ordem crescente de preço, uma vez que nada garante que os preços das novas propostas de venda sejam superiores aos preços das últimas propostas lidas dos ficheiros do OMIE.

A incorporação destas novas capacidades instaladas apresentou ainda uma outra dificuldade: por exemplo, o facto de haver mais 1000 MW de potência instalada hídrica disponível em 2020, não significa que, no dia e hora analisadas, a proposta de venda respetiva seja de 1000 MW, uma vez que há que ter em conta a disponibilidade dos recursos. Para além desse problema, existia ainda o problema do preço das propostas: sendo capacidades instaladas novas, não existe nenhum registo histórico das suas propostas (quer quanto a preço, quer quanto a quantidade de energia oferecida).

Para, de alguma forma, se simular essa disponibilidade, procurou-se criar uma certa aleatoriedade nas propostas adicionadas, considerando igualmente informação disponibilizada pela EDP - Gestão da Produção de Energia, S.A., caracterizada por valores típicos de energia disponível por capacidade instalada e de preços de propostas, calculados de acordo com valores previstos de preços de combustíveis fósseis (disponibilizados pelo Governo). A Figura 5.10. apresenta um excerto de código do programa desenvolvido, que apresenta exatamente o que foi referido anteriormente: a geração de uma proposta fictícia, com os detalhes sobre a geração do preço e da quantidade de energia da mesma.

```

%Se a próxima proposta for de compra e casada, então é pq a
%proposta atual é a ultima de venda. Nesse caso insere-se
%no vetor "VetorOrdenar" as propostas referentes às novas
%capacidades
if ((Compra_Venda=='C') & (Inicial_Final=='C'))

    j=j+1;

    %Novas capacidades -> PRE -> Aumento Pmed Disponível = 617 MW
    % -> Preço - 0€/MWh
    % -> Ciclo Combinado -> Aumento Pmed Disponível = 410 MW
    % -> Preço - 58.10€/MWh
    % -> Carvão -> Aumento Pmed Disponível = 0 MW
    % -> Preço - 50.64€/MWh
    % -> Hídrica -> Aumento Pmed Disponível = 919 MW
    % -> Preço - 10€/MWh

    %Proposta 1 -> PRE
    EnergiaPropostaPortugal=617;
    PrecoPropostaPortugal=0;

    VetorOrdenarPortugal(j,1)=EnergiaPropostaPortugal;
    VetorOrdenarPortugal(j,2)=PrecoPropostaPortugal;

    j=j+1;

    %Proposta 2 -> Ciclo Combinado
    EnergiaPropostaPortugal=410;
    PrecoPropostaPortugal=58.10;

```

Figura 5.10 - Excerto de código do programa desenvolvido.

Tal como se pode verificar, na figura anterior, existe uma descrição dos valores utilizados para a energia e o preço das propostas apresentadas pelas novas capacidades instaladas em 2020. No Capítulo 6, os valores aqui apresentados serão justificados detalhadamente.

Resta ressaltar que o excerto anteriormente apresentado é referente ao sistema Português, englobando apenas dados de expansão de capacidade instalada em Portugal. Para Espanha, existe um outro excerto de código, em tudo semelhante, tal como acontece para o caso em que não ocorre *market splitting*.

Tendo sido resolvidos estes dois problemas, o restante algoritmo para o ano de 2020 sem veículos elétricos é exatamente igual ao do ano de 2011, sendo apenas de realçar o tratamento do preço final da energia, já referido anteriormente. Como não havia forma de prever as propostas de compra e venda casadas (uma vez que dependem das condições de operacionalidade existentes - daí não haver nenhum problema em considera-las em 2011), o programa original apenas obtinha o valor do preço determinado pela interseção das curvas de oferta e procura iniciais, sendo que a esse era adicionado o valor correspondente à diferença entre o preço de mercado com as curvas iniciais e o preço de mercado com as curvas finais, da mesma hora, dia e mês do ano de 2011, calculado previamente.

5.3.4. Ano de 2020 com Veículos Elétricos

Para realizar a simulação do mercado no ano de 2020 considerando a existência de veículos elétricos, é necessário proceder a poucas alterações face ao descrito anteriormente, para o caso em que não se consideravam os veículos elétricos. De facto, a única diferença é exatamente essa: a existência destes veículos.

Como se poderá verificar mais adiante neste documento, ao utilizador do programa é solicitada a escolha de um de vários cenários possíveis de penetração de veículos elétricos.

Essa penetração é definida como sendo a percentagem de veículos elétricos, em relação ao valor total do parque automóvel conjunto de Portugal e Espanha. Serão, mais adiante, tecidas considerações sobre este assunto.

No que toca à integração desses veículos elétricos no programa em causa, é apenas necessário determinar-se, com base na escolha do utilizador, o valor horário da quantidade de energia necessária para o carregamento desses veículos. Para o efeito, é multiplicada a percentagem de veículos elétricos escolhidos, pelo valor total do parque automóvel, pela potência de uma bateria de um veículo elétrico, pelo período de tempo de uma hora. A Figura 5.11. mostra um excerto de código onde é determinado o valor total da quantidade de energia a considerar para um dado cenário de penetração de veículos elétricos.

```
switch get(get(handles.PainelQuantidade,'SelectedObject'),'Tag')

case 'MERGE1',
    QuantES=137864*0.003; %3kW por Automóvel
    QuantPT=24311*0.003;

case 'MERGE2',
    QuantES=281777*0.003; %3kW por Automóvel
    QuantPT=49698*0.003;

case 'MERGE3',
    QuantES=575184*0.003; %3kW por Automóvel
    QuantPT=101435*0.003; %3kW por Automóvel
```

Figura 5.11 - Excerto de código do programa desenvolvido.

Este excerto está associado à leitura de opções relativas à utilização do interface desenvolvido, sendo que o importante, por ora, centra-se na determinação da quantidade de energia necessária para o carregamento dos veículos elétricos. Esta é feita, à semelhança do que já aconteceu para o caso do aumento de carga, em separado, para Portugal e Espanha. Desta forma, é facilitado o processo aquando da ocorrência de *market splitting*, sendo que, quando isso não sucede, a energia total da proposta a incorporar é simplesmente igual à soma dos valores das variáveis “QuanES” e “QuantPT”.

A inclusão da proposta dos veículos elétricos é realizada da mesma forma que a proposta referente ao aumento de carga, sendo que se considera uma nova proposta, antes das propostas de compra de energia existentes nos ficheiros do OMIE, com energia igual à quantidade de energia necessária para o carregamento das baterias dos veículos elétricos e com preço de 180,03€/MWh.

Para além desta alteração efetuada, era ainda necessário entrar em linha de conta com o período de carregamento dos veículos elétricos, que, como já foi referido é de 6 horas. Ou seja, é necessário que o programa considere que, num dado período de 6 horas, existem veículos elétricos, enquanto que no que resta do dia, deverá considerar que não existem estes veículos, sendo que o programa corre, para esses casos, como descrito na secção anterior.

O utilizador do programa poderá escolher entre três opções fixas de carregamento, com início às 20h, 21h e 24h, ou então definir um cenário livre de carregamento: para cada hora

do dia deverá indicar a percentagem de veículos elétricos que iniciam o carregamento a essa mesma hora. Estas opções serão justificadas oportunamente.

Após a escolha do utilizador, o programa determina qual o período escolhido e, para cada hora do dia, verifica se se encontra num período em que ocorre o carregamento de veículos: caso o esteja, então considera a quantidade de energia necessária para o carregamento dos veículos elétricos (já explicado anteriormente) e determina o preço de mercado da mesma forma que anteriormente explicado; caso não o esteja, então corre como explicado na secção anterior, considerando apenas o aumento de carga previsto para o ano de 2020, sem veículos elétricos. Esta verificação de períodos de carregamento foi conseguida com recurso a uma simples variável booleana.

A maior dificuldade encontrada para esta incorporação dos veículos elétricos prendeu-se com o facto de os períodos de carregamento poderem ocorrer entre dois dias. Isto é, por exemplo, um período de carregamento que se inicie às 21 horas de um dia acaba às 3 horas do dia seguinte. Nesse sentido, é necessário que o programa esteja preparado para perceber que no período das 21 horas às 24 horas existem veículos elétricos em carregamento e no período da 1 hora até às 3 horas também, sendo que no restante tempo do dia, não existem. Para isso, foram criadas várias variáveis, as quais, para os casos em que ocorre uma mudança de dia no período de carregamento, dividam o período de carregamento em dois “subperíodos”: um até às 24 horas e outro a partir da 1 hora. Desta forma, a verificação de existência de veículos elétricos ficou facilitada, tendo apenas sido necessário realizar um “SE” lógico, com duas condições verdadeiras e independentes: ou a hora atual que está a ser considerada no programa se encontra num “subperíodo”, ou noutro “subperíodo”. A Figura 5.12. mostra um desses “SE” lógicos utilizados pelo programa.

```

$-- Se a hora estiver dentro do período de carregamento
if horap>=horaInicial & horap<=horaFinal || horap>=horaInicial2 & horap<=horaFinal2

    $----- Corre com VE -----
    anoVE=2020;
    VeiculosEletricos=1;
    QuantidadeVEES=QuantES;
    QuantidadeVEPT=QuantPT;
    [market_split,quantidadeMercadoEspanha,precoMercadoEspanha,quantidadeMercadoPortu

```

Figura 5.12 - Excerto de código do programa desenvolvido.

A solução acima referida ganha mais relevância no caso em que o utilizador do programa escolhe, para cada hora do dia, qual a quantidade de veículos elétricos que se encontram a carregar a partir dessa hora. Especialmente, no que toca à quantidade de energia a considerar, uma vez que, se 50% dos veículos iniciarem o seu carregamento às 14 horas e 50% iniciarem às 15 horas, é necessário que o programa perceba que no período das 14h existe uma quantidade X e no das 15 horas existe uma quantidade 2X. A solução encontrada para este caso foi a de criar tantos períodos de carregamento quantas as horas do dia, sendo que os períodos que envolviam mudança de dia eram divididos em dois, tal como se mostra, em parte, na Figura 5.13..

```

hora16=16;
horaFinal16=22;

hora17=17;
horaFinal17=23;

hora18=18;
horaFinal18=24;

%A partir daqui é preciso partir em dois os periodos de carregamento,
%uma vez que alguns começam num dia e acabam no outro. Têm todos uma
%hora a mais porque no if abaixo é menor e nao menor ou igual.
%1 - Começa às 19h e acaba à 1h
hora19=19;
horaFinal19=24;
hora19_2=1;
horaFinal19_2=2;

%2 - Começa às 20h e acaba às 2h
hora20=20;
horaFinal20=24;
hora20_2=1;
horaFinal20_2=3;

```

Figura 5.13 - Excerto de código do programa desenvolvido.

Seguidamente, para cada hora do dia, o programa percorre uma sequência de “SE” lógicos, nos quais existe uma variável que vai sendo atualizada com a quantidade de energia, em função dos veículos elétricos em carregamento, em cada um dos períodos. No final dessa sequência de “SE” lógicos, obtém-se, caso a hora se enquadre em qualquer período de carregamento, o valor total da quantidade de energia necessária para o carregamento de todos os veículos elétricos, naquela hora, bem como a indicação, através da variável booleana acima referida, da existência de veículos a carregar. Caso a hora não se enquadre em nenhum período de carregamento, então o programa calcula o preço de mercado, com base apenas no aumento de carga. Desta forma, torna-se possível dotar o utilizador de uma grande flexibilidade na escolha dos períodos de carregamento, permitindo-lhe simular inúmeros cenários. A Figura 5.14. ilustra essa sequência de “SE” lógicos.

```

if horap>=hora20_2 & horap<horaFinal20_2

    quantidadeES(i)=quantidadeES(i)+str2double(get(handles.editHora20, 'String'))*QuantES/100;
    quantidadePT(i)=quantidadePT(i)+str2double(get(handles.editHora20, 'String'))*QuantPT/100;
    VE=1;

end;

if horap>=hora21_2 & horap<horaFinal21_2

    quantidadeES(i)=quantidadeES(i)+str2double(get(handles.editHora21, 'String'))*QuantES/100;
    quantidadePT(i)=quantidadePT(i)+str2double(get(handles.editHora21, 'String'))*QuantPT/100;
    VE=1;

end;

if horap>=hora22_2 & horap<horaFinal22_2

    quantidadeES(i)=quantidadeES(i)+str2double(get(handles.editHora22, 'String'))*QuantES/100;
    quantidadePT(i)=quantidadePT(i)+str2double(get(handles.editHora22, 'String'))*QuantPT/100;
    VE=1;

end;

if horap>=hora23_2 & horap<horaFinal23_2

    quantidadeES(i)=quantidadeES(i)+str2double(get(handles.editHora23, 'String'))*QuantES/100;
    quantidadePT(i)=quantidadePT(i)+str2double(get(handles.editHora23, 'String'))*QuantPT/100;
    VE=1;

end;

```

Figura 5.14 - Excerto de código do programa desenvolvido.

Uma vez mais se salienta a necessidade que houve em separar a quantidade de energia necessária para carregamento em Portugal e em Espanha, por razões já especificadas.

Posteriormente ao tratamento da proposta dos veículos elétricos, a qual é ainda caracterizada pelo valor referente ao aumento de carga lido pelo programa (uma vez que se encontra em 2020), o programa segue a sua execução tendo em conta o que foi explicado na Secção 5.3.1..

5.3.5. Market Splitting

Tal como já foi referido, o programa foi dotado de meios que permitem a identificação da situação de *market splitting*. De facto, caso este mecanismo seja utilizado o programa tem que ler informação de dois ficheiros, ao invés de um: um ficheiro referente a Portugal e outro referente a Espanha.

Depois de identificada a situação, a leitura da informação dos dois ficheiros, bem como o tratamento da informação, consoante se analisa o ano 2011, o ano 2020 sem e com veículos elétricos, é realizado da mesma forma que quando não existe separação de mercados.

O tratamento de resultados foi já explicado, realçando-se que, quando há *market splitting*, são apresentados os preços de mercado em Portugal. Destaca-se ainda que a funcionalidade do programa se conseguir adaptar a situações de separação dos dois mercados, poderá a cair em desuso futuramente, caso o programa seja adaptado para simular anos posteriores a 2020, uma vez que a atual tendência verificada no MIBEL é a da

convergência dos mercados, devido ao reforço da capacidade de interligação entre as áreas de controlo portuguesa e espanhola.

5.3.6. Outputs do Programa

Para o estudo em causa, torna-se obrigatório que o programa que realiza as simulações pretendidas consiga ter como outputs os diagramas de carga diários e os preços de eletricidade para todas as horas de todos os dias do ano de 2020. Para além disso, apenas retirar resultados para o ano de 2020 de nada serve, senão houver uma base de comparação. Nesse sentido e tal como já foi explicado anteriormente, procedeu-se também à obtenção de informação relativa a 2011.

Os dados obtidos e gravados pelo programa são basicamente constituídos por três matrizes: “DiagramaCargas2011”, “DiagramaCargas” e “DiagramaCargasVE”. Estas matrizes dizem respeito, respetivamente, ao ano de 2011, ao ano de 2020 sem veículos elétricos e ao ano de 2020 com veículos elétricos.

Para todas as horas de todos os dias do ano, o programa é executado e guarda os resultados do mercado nestas matrizes, de acordo com a situação aplicável. Para além desses resultados, o programa guarda ainda outros dados, tais como a data, o que permite que seja mais fácil pesquisar resultados nas matrizes. Estas são, então, constituídas pelos seguintes elementos, por esta ordem: ano, mês, dia, hora, quantidade de energia e preço de mercado. Nos casos em que ocorre *market splitting*, tal como já se referiu, os dois últimos resultados têm um tratamento específico. A Figura 5.15. apresenta um excerto de código com o qual se procede à gravação dos dados obtidos da sub-rotina que determina os resultados do mercado.

```
%Se houver market splitting, juntam-se quantidades
%dos dois países
if market_split==1

    handles.DiagramaCargasVE(i,:)=[anop,mesp,diap,horap,quantidadeMercadoPortugal+quantidadeMercadoEspanha,precoMercadoPortugal];
    guidata(hObject, handles);

else
    handles.DiagramaCargasVE(i,:)=[anop,mesp,diap,horap,quantidadeMercadoPortugal,precoMercadoPortugal];
    guidata(hObject, handles);

end;
```

Figura 5.15 - Excerto de código do programa desenvolvido.

Como se pode verificar, é realizada a verificação relativa ao mecanismo do *market splitting*, tal como já foi mencionado, a partir da qual, caso não exista *market splitting*, se procede à gravação da variável “quantidadeMercadoPortugal”, uma vez que a mesma é tratada, dentro da sub-rotina acima mencionada, como sendo o valor total da quantidade negociada. Caso seja utilizado *market splitting*, os casos de Portugal e Espanha são tratados de forma separada pela sub-rotina que determina os resultados e, como se pretende analisar o mercado no seu global, é necessário adicionar as variáveis “quantidadeMercadoPortugal” e “quantidadeMercadoEspanha”.

Para além disso, pode-se verificar ainda que nestas matrizes são ainda guardados os preços de mercado para Portugal que, no caso de não ser utilizado *market splitting*, são iguais aos preços do mercado comum.

Estes resultados são posteriormente apresentados ao utilizador, num interface próprio, mais à frente detalhado. Nesse interface são apresentados, graficamente, os três diagramas de cargas, para permitir a comparação entre todos. São ainda apresentados, numa tabela própria, os valores dos preços de eletricidade em Portugal, para os três cenários anuais definidos, acompanhados de taxas de variação face a outros cenários, para cada hora de todos os dias do ano. Esta funcionalidade é realizada por uma sub-rotina do programa, que se pode observar na Figura 5.16..

```
for i=1:length(handles.DiagramaCargas)

    if(handles.DiagramaCargas(i,3)==handles.DiaRes & handles.DiagramaCargas(i,2)==handles.MesRes)
        break;
    end;

    %Senao encontrar, quer dizer que nao ha o dia, posso avisar aqui
    %isso...

end;

%----- IMPRIME OS DIAGRAMAS DE CARGAS: -----
%2011 -----> Azul
%2020 Sem VE -> Verde
%2020 Com VE -> Vermelho
%-----
if handles.DiaRes==27 & handles.MesRes==3
    %É um dia só com 23 horas
    plot(handles.DiagramaCargas2011(i:i+22,4),handles.DiagramaCargas2011(i:i+22,5),'b',handles.DiaRes);
    xlim([1 23]);
    limitehora=23;

elseif handles.DiaRes==30 & handles.MesRes==10
    %É um dia com 25 horas
    plot(handles.DiagramaCargas2011(i:i+24,4),handles.DiagramaCargas2011(i:i+24,5),'b',handles.DiaRes);
    xlim([1 25]);
    limitehora=25;

else
    %É um dia normal com 24 horas
    plot(handles.DiagramaCargas2011(i:i+23,4),handles.DiagramaCargas2011(i:i+23,5),'b',handles.DiaRes);
    xlim([1 24]);
    limitehora=24;

end;
```

Figura 5.16 - Excerto de código do programa desenvolvido.

Os resultados são apresentados ao utilizador considerando a data a que dizem respeito. Após a inserção de uma data por parte do utilizador, é procurada a posição da informação pretendida numa das matrizes que guarda os resultados. Seguidamente, os resultados são apresentados, com base nessa posição guardada. Aqui, é averiguada a existência de dias especiais relativos a mudança de hora, que irão mais adiante ser abordados. Este excerto de código cria, num sistema de eixos presente na interface gráfica criada, os três diagramas de cargas. No excerto de código da Figura 5.17., apresenta-se a forma encontrada para a apresentação dos resultados relativos aos preços.

```

%----- IMPRIME OS PREÇOS NUMA TABELA -----
%
for j=1:limitehora

    Data(j,1)=handles.DiagramaCargas2011(k,6);
    Data(j,2)=handles.DiagramaCargas(k,6);
    Data(j,3)=handles.DiagramaCargasVE(k,6);

    %CONFIRMAR A FORMULA!!!
    Data(j,4)=(handles.DiagramaCargas(k,6)-handles.DiagramaCargas2011(k,6))/handles.DiagramaCargas2011(k,6)*100;
    Data(j,5)=(handles.DiagramaCargasVE(k,6)-handles.DiagramaCargas2011(k,6))/handles.DiagramaCargas2011(k,6)*100;

    k=k+1;

end

set(handles.Precos,'Data',Data);

```

Figura 5.17 - Excerto de código do programa desenvolvido.

Como se pode verificar, os preços para o ano de 2011, para o ano de 2020 sem veículos elétricos e para o ano de 2020 com veículos elétricos são apresentados na coluna de uma tabela que se encontra igualmente no interface gráfico. Para além destes resultados, são ainda incluídos nas colunas adjacentes, taxas de variação dos preços do ano de 2020, face ao ano de 2011, para cada hora do dia.

5.3.7. Tratamento de exceções

Tal como em todos os programas com interação direta com o utilizador, o programa desenvolvido no âmbito desta Dissertação, foi alvo de uma análise cuidada de exceções.

Em todas as caixas de edição de texto do interface gráfico que se apresentará oportunamente, foi tida em conta a necessidade de serem inseridos exclusivamente números, através da utilização de uma função existente no *MatLab*: “*isnan*”. Com esta função, o programa lê a informação introduzida pelo utilizador na caixa de edição de texto e, caso a mesma não corresponda a um número, o programa pára e emite um alerta ao utilizador. A Figura 5.18. apresenta um excerto de código, no qual é tratada uma destas exceções.

```

if isnan(str2double(get(handles.editHora6, 'String')))

    set(handles.editHora6, 'String', 0);
    errordlg('Introduza um Número','Erro!');
    return;

end

```

Figura 5.18 - Excerto de código do programa desenvolvido.

Para além da resolução deste problema, foi ainda necessário proceder-se a um outro tratamento específico, uma vez que, em relação a alguns parâmetros, os dados pedidos ao utilizador correspondem a percentagens. Assim, foi necessário evitar que fossem introduzidos valores maiores que 100%. Para tal foi criada uma exceção em tudo semelhante à anterior, tal como se mostra na Figura 5.19..

```

if str2double(get(handles.editHora5, 'String'))>100

    set(handles.editHora5, 'String', 0);
    errordlg('Número maior que 100%', 'Erro!');
    return;

end

```

Figura 5.19 - Excerto de código do programa desenvolvido.

Por fim, uma vez que o utilizador pode escolher cenários de carregamento de veículos elétricos com grande flexibilidade, através da especificação da percentagem de veículos a iniciarem carregamento nas várias horas do dia, foi necessário garantir que a soma das percentagens especificadas é exatamente igual a 100% de todos os veículos elétricos existentes. A exceção é tratada da mesma forma que as anteriores, sendo o utilizador instado a voltar a inserir os valores de percentagem. O excerto de código correspondente apresenta-se na Figura 5.20..

```

if (str2double(get(handles.editHora1, 'String'))+str2double(get(handles.editHora2, 'String'))+str2double(get(handles.editHora3,
    errordlg('Quantidade total tem que ser igual a 100%', 'Erro!');
    return;
end

```

Figura 5.20 - Excerto de código do programa desenvolvido.

Nesta última figura, por razões de espaço não se apresenta todo o código para o tratamento desta exceção, uma vez que tal corresponderia a 24 parcelas iguais às apresentadas. É de realçar, no entanto, a existência do lançamento de um alerta ao utilizador, para que o mesmo insira uma percentagem total de veículos elétricos igual a 100%. Isto é, o utilizador deve escolher quais as percentagens de veículos elétricos que iniciam os seus carregamentos em cada hora do dia, de tal forma a garantir que a soma dessas percentagens seja 100%.

São ainda tratados como exceções os pedidos de visualização de resultados para dias inexistentes, tais como o dia 30 de Fevereiro, ou o dia 31 de Junho. Essa exceção é tratada na sub-rotina responsável pela apresentação dos resultados ao utilizador, sendo que a mesma emite um erro e pára o programa sempre que um desses dias é escolhido. A Figura 5.21. mostra o excerto de código responsável por esta funcionalidade.

```

%Meses com 30 dias
if handles.DiaRes==31 & (handles.MesRes==2 || handles.MesRes==4 || handles.MesRes==6 || handles.MesRes==9 || handles.MesRes==11)
    errordlg('Data incorreta!','Error');
    return;
end;

%Fevereiro
if handles.DiaRes==30 & handles.MesRes==2
    errordlg('Data incorreta!','Error');
    return;
end;

%Fevereiro não é de ano bissexto
if handles.DiaRes==29 & handles.MesRes==2
    errordlg('Apesar de 2020 ser um ano bissexto, neste trabalho isso não foi considerado. Data incorreta!','Error');
    return;
end;

```

Figura 5.21 - Excerto de código do programa desenvolvido.

Como se pode verificar, são tratados os meses com 30 dias, evitando que o utilizador introduza o número 31, bem como o caso específico de Fevereiro.

5.3.8. Número de Dias num Mês

Como o estudo realizado nesta Dissertação requeria que o programa percorresse, um a um, todos os dias do ano, foi necessário adotar uma técnica que permitisse fazer isso. Nomeadamente, era necessário que o programa identificasse o número total de dias do mês atual. Para o efeito foi adotado o código que se segue, apresentado na Figura 5.22..

```

if mesp==2 && rem(anop,4)>0 %%TRATA ANO BISSEXTO -> senão houver dados trata-se de apagar a parte de ser bissexto
    limite=28;
else
    limite=29;%ano bissexto
end

if mesp==1 || mesp==3 || mesp==5 || mesp==7 || mesp==8 || mesp==10 || mesp==12 %%TRATA DOS MESES DE 31 DIAS
    limite=31;
end

if mesp==4 || mesp==6 || mesp==9 || mesp==11 %%TRATA DOS MESES DE 30 DIAS
    limite=30;
end

```

Figura 5.22 - Excerto de código do programa desenvolvido.

Desta forma, o programa identifica automaticamente o número de dias do mês atual, evitando que, durante a sua execução, sejam procurados ficheiros do OMIE inexistentes. Destaca-se ainda que foi utilizada uma variável auxiliar “limite” que adota o valor de 28, 29, 30 ou 31 dias, consoantes os meses do ano.

5.3.9. Mudança de Hora

Na construção do programa houve um especial cuidado no tratamento dos dias em que ocorrem mudanças de hora de Inverno para hora de Verão e vice-versa. Tal facto não é de uma relevância muito grande para o estudo realizado nesta Dissertação, mas foi tido em conta pelo simples facto de os ficheiros do OMIE (disponibilizados pelo Operador de Mercado na sua página web) o fazerem. De facto, para o ano de 2011 as mudanças de hora acima

descritas ocorreram nos dias 27 de Março e 30 de Outubro, respetivamente, [45] e tal reflete-se na inexistência de um ficheiro para a hora 24 do primeiro dia e a existência de um ficheiro para a hora 25 do segundo dia, na página web do Operador de Mercado.

Para que o tratamento destes dados especiais fosse feito corretamente, procedeu-se à identificação destes dias, assim que o programa corresse e assim que fosse pedido, por um utilizador, que o programa mostrasse os resultados da simulação para esse dia. Assim, o ciclo “FOR” descrito na secção 5.3.1. e correspondente a todas as horas do dia foi adaptado a esta situação, através da inclusão de uma variável que, conforme o dia do ano em que o programa se encontrava, tomava o valor de 23 horas, 24 horas ou 25 horas. A Figura 5.23. mostra o excerto do código responsável por este tratamento.

```
for diap=1:limite

    %Mudança para Hora de Verão e de Inverno

    if (anop==2011 && mesp==3 && diap==27) %||(anop==2009 && mesp==3 && diap==29)|| (anop
        limite2=23;
    elseif (anop==2011 && mesp==10 && diap==30)
        limite2=25;
    else
        limite2=24;
    end
end
```

Figura 5.23 - Excerto de código do programa desenvolvido.

Para a apresentação de resultados foi adotado um tratamento em tudo semelhante, especialmente no que toca à apresentação dos dados relativos aos preços, tal como se observava igualmente na Figura 5.24..

```
k=i;

%----- IMPRIME OS PREÇOS NUMA TABELA -----
%-----

for j=1:limitehora

    Data(j,1)=handles.DiagramaCargas2011(k,6);
    Data(j,2)=handles.DiagramaCargas(k,6);
    Data(j,3)=handles.DiagramaCargasVE(k,6);

    %Taxas de variação
    Data(j,4)=(handles.DiagramaCargas(k,6)-handles.DiagramaCargas2011(k,6))/handles.DiagramaCargas2011(k,6)*100;
    Data(j,5)=(handles.DiagramaCargasVE(k,6)-handles.DiagramaCargas2011(k,6))/handles.DiagramaCargas2011(k,6)*100;

    k=k+1;

end

set(handles.Precos,'Data',Data);
```

Figura 5.24 - Excerto de código do programa desenvolvido.

Para além disso, foi necessário proceder-se a adaptações no código para a apresentação gráfica dos diagramas de carga, uma vez que é preciso que os dias em que ocorrem mudanças horárias fossem identificados, já que, nesses dias, o diagrama de carga é constituído por menos uma ou mais uma hora, conforme a situação. O excerto de código que realizou esta adaptação apresenta-se na Figura 5.25..

```

%----- IMPRIME OS DIAGRAMAS DE CARGAS: -----
%2011 -----> Azul
%2020 Sem VE -> Verde
%2020 Com VE -> Vermelho
%-----
if handles.DiaRes==27 & handles.MesRes==3
    %É um dia só com 23 horas
    plot(handles.DiagramaCargas2011(i:i+22,4),handles.DiagramaCargas2011(i:i+22,5),'b',handles.DiagramaCargas(i:i+22,4),handles.Diaç
    xlim([1 23]);
    limitehora=23;

elseif handles.DiaRes==30 & handles.MesRes==10
    %É um dia com 25 horas
    plot(handles.DiagramaCargas2011(i:i+24,4),handles.DiagramaCargas2011(i:i+24,5),'b',handles.DiagramaCargas(i:i+24,4),handles.Diaç
    xlim([1 25]);
    limitehora=25;

else
    %É um dia normal com 24 horas
    plot(handles.DiagramaCargas2011(i:i+23,4),handles.DiagramaCargas2011(i:i+23,5),'b',handles.DiagramaCargas(i:i+23,4),handles.Diaç
    xlim([1 24]);
    limitehora=24;

end;

```

Figura 5.25 - Excerto de código do programa desenvolvido.

Ainda no que concerne à diferença horária e já afirmada a pouca relevância do assunto para efeitos da análise feita nesta Dissertação, resta salientar que, de alguma forma, se considera que os dias relativos à mudança horária em 2020 são exatamente os mesmos que os dias de mudanças horárias em 2011. Tal facto deve-se exclusivamente à impossibilidade de ignorar os ficheiros obtidos na página web do OMIE (porque um dos dias do ano iria ter 23 horas) e porque o estudo para 2020 é feito com base nos ficheiros de 2011, tal como já foi várias vezes ressaltado nesta Dissertação. Salienta-se ainda que este pressuposto não pode, à data ser contrariado, uma vez que as mudanças horárias para 2020 não se encontram ainda legisladas.

5.3.10. Ano Bissexto

O ano para o qual o estudo desta Dissertação foi realizado é um ano bissexto. Porém, como esse estudo é baseado nos dados relativos ao ano de 2011 (não bissexto), é necessário evitar a adulteração ou criação de informação para o dia que existirá em 2020 e que não existiu em 2011 (29 de Fevereiro). Assim, foi decidido que, neste estudo, não se consideraria o ano de 2020 como um ano bissexto. Assim, não se obtém, neste estudo, qualquer tipo de resultados para o dia 29 de Fevereiro de 2020.

O facto de não se obter resultados para um dia de 2020 não parece ser relevante, tendo em conta que é possível obtê-los para os restantes 365, suficientemente representativos, de acordos com os pressupostos assumidos, descritos no capítulo seguinte.

É de ressaltar ainda que o próprio programa avisa o utilizador desta situação, tal como fica patente na Figura 5.21..

5.3.11. Casos Especiais

No decorrer do desenvolvimento do programa, foram sendo consultados os resultados disponibilizados, para determinados dias de 2011, na página web do OMIE. Este processo foi realizado para verificar a viabilidade das soluções obtidas com o programa, tendo servido para concluir o bom funcionamento do mesmo.

Porém, estas verificações serviram igualmente para verificar a existência de situações especiais, as quais não estavam a ser tratadas corretamente pelo programa original. Uma dessas situações encontra-se ilustrada na Figura 5.26., que ilustra os resultados do mercado para a hora 1 do dia de 22 de Janeiro de 2011, do lado português.

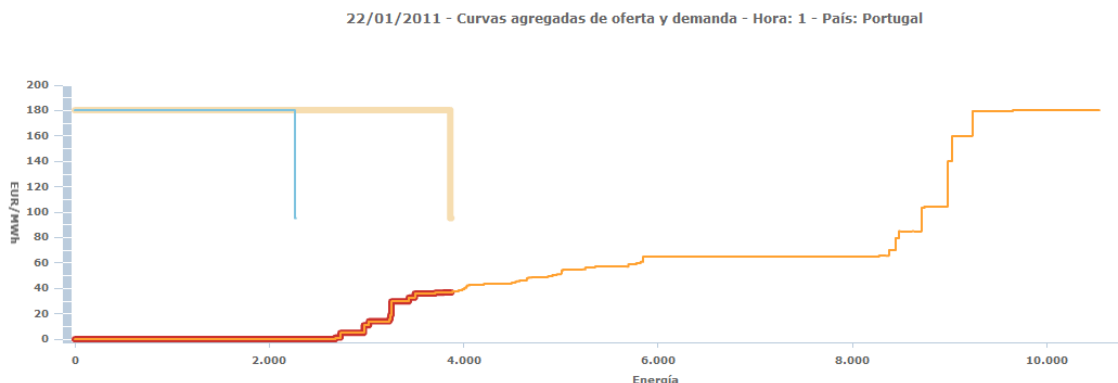


Figura 5.26 - Resultados do Mercado [8].

Como se pode verificar, as curvas de mercado para o caso português, para esta hora deste dia, não se intersectam. Ora, sendo o algoritmo de identificação do preço de mercado baseado na interseção das curvas, conclui-se que o programa não teria capacidade para obter os resultados de mercado para este caso.

A solução encontrada foi a de adicionar uma nova situação (denominada de “situação 0”), para além das duas classificadas pelo programa inicial, que se caracteriza por atribuir a esta situação um preço de mercado e uma quantidade de energia negociada nulos. Esta solução foi adotada por ser de simples implementação e por evitar realizar alterações no algoritmo original.

Esta solução introduz, no entanto, problemas na análise de resultados, uma vez que introduz resultados de mercado que não são reais. Foi feita uma análise do número de vezes que esta situação ocorria, tendo-se verificado que, para o mês de Janeiro e para o mês de Julho, esta situação ocorria apenas 90 vezes e 120. Portanto, tendo em conta que cada um destes meses tem 744 horas, conclui-se que a alteração nos resultados reais não será tão significativa como poderia parecer.

De qualquer das formas, pensou-se numa solução que poderia vir a ser implementada e que será apresentada oportunamente.

5.4 - Interface Gráfica

Para permitir uma utilização fácil do programa criado, foi desenvolvida uma interface gráfica, amigável ao utilizador. O objetivo era permitir que o programa fosse de utilização bastante intuitiva e que permitisse ao utilizador uma grande flexibilidade de simulação. Isto é, que permitisse, não só simular cenários pré-definidos (associados a algumas situações-chave, mais adiante discutidas), mas também permitir que o utilizador pudesse escolher cenários por si só, podendo simular cenários de carregamento como quisesse. Apesar das dificuldades acrescidas desta opção, o programa foi corretamente implementado.

5.4.1. Versão Inicial

Esta interface gráfica teve uma primeira versão, bastante simples, quer a nível de utilização, quer a nível de opções de utilização. A Figura 5.27. mostra essa versão embrionária do programa desenvolvido.

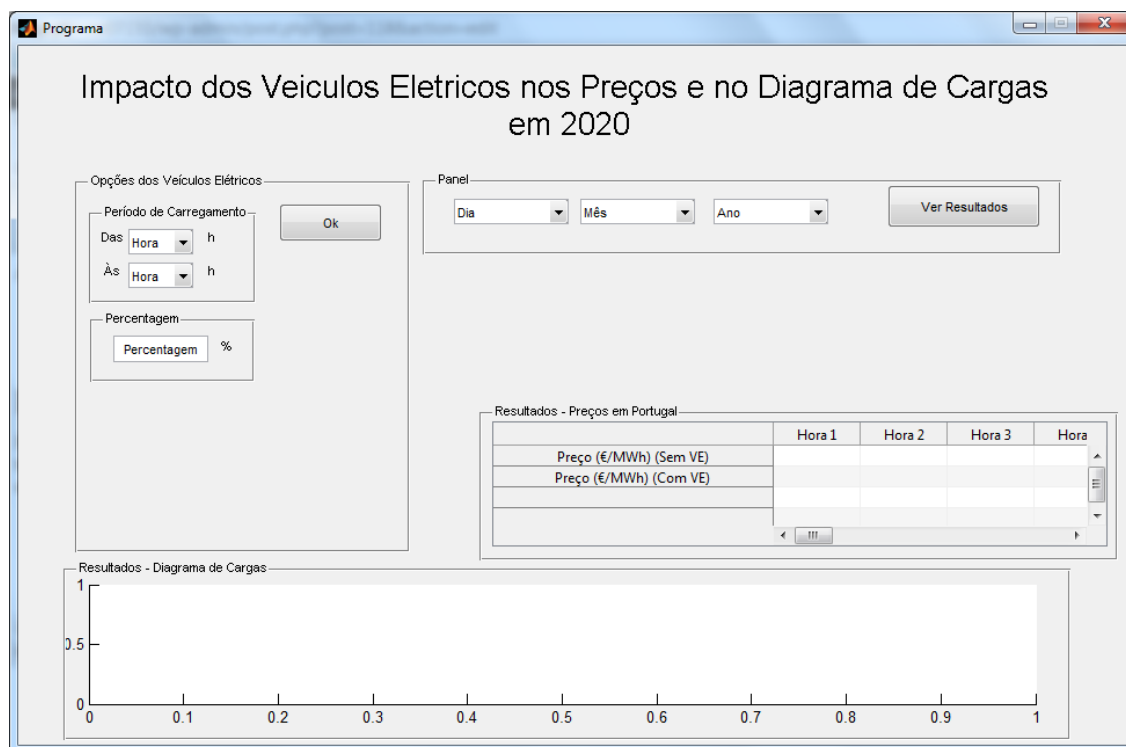


Figura 5.27 - Versão inicial do Interface Gráfico.

Como se pode verificar, a primeira versão teve uma construção simples e não muito cuidada, pelo facto de ter sido rapidamente abandonada. Porém, destacam-se alguns aspetos importantes, tais como a presença de um gráfico, no qual seriam apresentados os diagramas de carga já referidos, bem como a existência de uma tabela, onde seriam apresentados os preços da eletricidade. Nesta fase inicial, os preços apresentados seriam apenas os relativos a 2020, com e sem veículos elétricos.

Pode-se ainda observar, tal como já foi referido, que as opções ao dispor do utilizador não são muito numerosas. De facto, o utilizador pode apenas recorrer, no canto superior esquerdo, apresentado na Figura 5.27., à definição do início e fim do período de carregamento e à escolha da percentagem de veículos elétricos no parque automóvel. Para além disso, pode ver os resultados para todos os dias, de todos os meses, do ano selecionado.

Dada a simplicidade e as reduzidas opções de utilização, procedeu-se a alterações profundas na interface e que conduziram, naturalmente, a alterações profundas no código até então implementado.

5.4.2. Versão 2 e Versão Final

Após a remodelação da versão inicial da interface gráfica do programa (e, consequentemente, de todo o programa), surgiu a versão 2 do interface gráfico, que se apresenta na Figura 5.28..

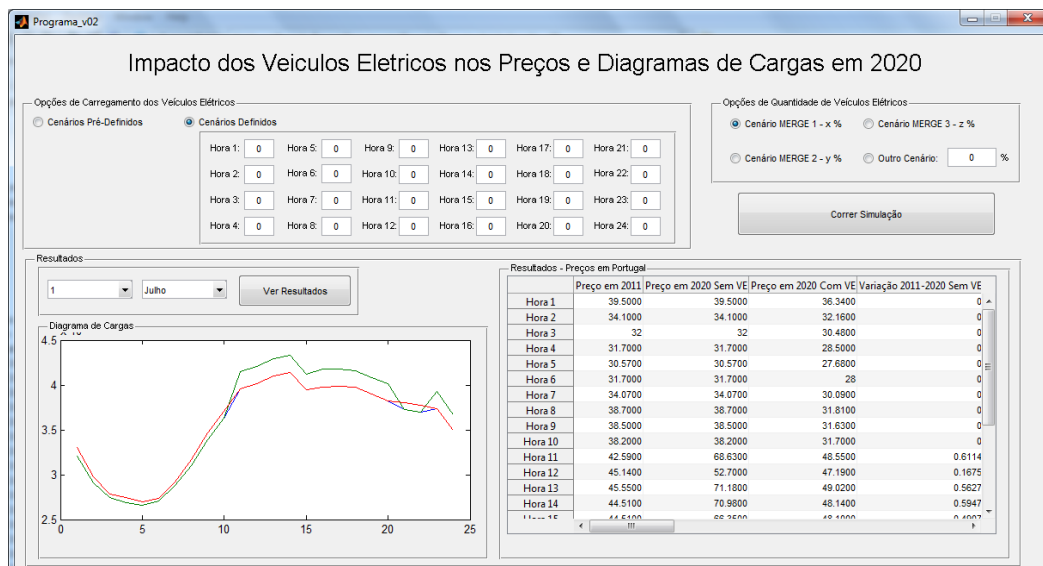


Figura 5.28 - Segunda versão do Interface Gráfico.

Esta segunda versão é, em tudo semelhante à versão final, apenas mudando a posição da tabela de apresentação de resultados e do gráfico de apresentação dos diagramas de cargas, não se justificando, por isso, a inclusão de dados gráficos sobre a mesma versão. Assim, passa-se à apresentação, na Figura 5.29., do aspeto da versão final desta interface gráfica.

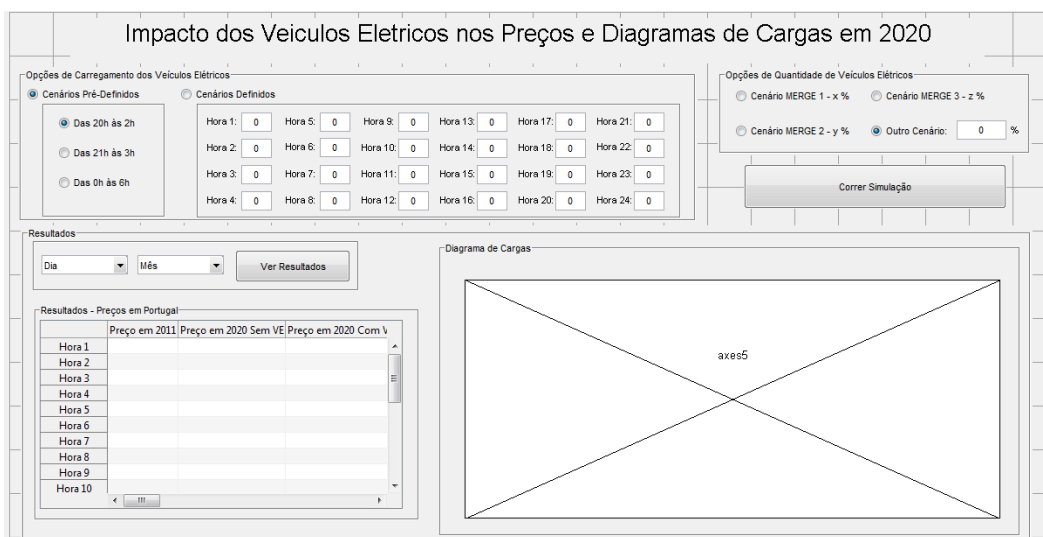


Figura 5.29 - Última versão do interface gráfico - *MatLab GUIDE*.

Como se pode verificar, na figura anterior é apresentada a fase de construção do programa, utilizando a ferramenta GUIDE. Tal deve-se ao facto de esta ser a única forma de poder apresentar, ao mesmo tempo, numa só imagem, todas as opções do programa.

As opções disponibilizadas ao utilizador são muito mais numerosas do que as da versão anterior. Todas elas são apresentadas na parte superior do programa e são as seguintes:

- **Opções de Carregamento de Veículos Elétricos:**
 - Cenários Pré-Definidos - cenário de carregamento de veículos elétricos das 20 horas às 2 horas, das 21 horas às 3 horas, ou das 24 horas às 6 horas;
 - Cenários Definidos - cenários de carregamento de veículos elétricos, integralmente desenhados pelo utilizador, com a escolha da percentagem de veículos elétricos, face ao total de veículos elétricos do parque automóvel, a iniciar carregamento para todas as horas do dia.
- **Opções Relativas ao Número de Veículos Elétricos:**
 - Cenários MERGE - cenários de penetração de veículos elétricos definidos no estudo [27], a serem abordados oportunamente;
 - Cenário Definido - cenários de número de veículos elétricos definidos pelo utilizador, sendo necessário que este utilize o valor da penetração de veículos elétricos na caixa de edição de texto junto à opção “Outro Cenário”.

Para além destas opções, a Figura 5.29. ilustra ainda as opções de apresentação de resultados que são, em tudo, parecidas com as mesmas da versão inicial. Pode-se observar a existência de um gráfico onde serão apresentados, para o dia selecionado, os diagramas de cargas. Existe ainda uma tabela, nesta versão ocupando uma posição trocada face à da anterior, e com a apresentação de taxas de variação dos preços de 2020 (com e sem veículos elétricos) face aos de 2011.

Segue-se, na Figura 5.30., 5.31. e 5.32., uma sequência de imagens com várias opções selecionadas no programa, com o objetivo de se apresentar em maior detalhe o interface gráfico.

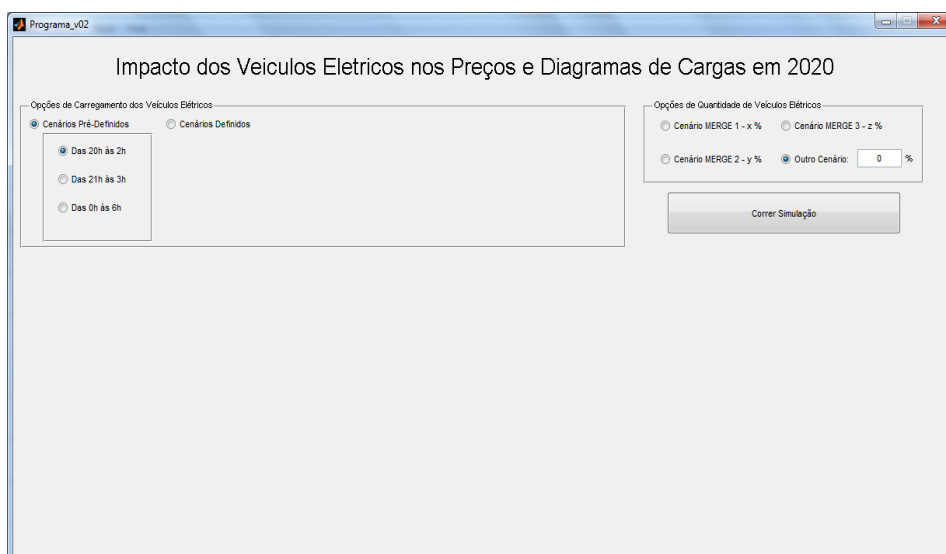


Figura 5.30 - Interface Gráfica.

Programa_v02

Impacto dos Veiculos Eletricos nos Preços e Diagramas de Cargas em 2020

Opções de Carregamento dos Veículos Elétricos

☐ Cenários Pré-Definidos ☒ Cenários Definidos

Hora 1:	0	Hora 5:	0	Hora 9:	0	Hora 13:	0	Hora 17:	0	Hora 21:	0
Hora 2:	0	Hora 6:	0	Hora 10:	0	Hora 14:	0	Hora 18:	0	Hora 22:	0
Hora 3:	0	Hora 7:	0	Hora 11:	0	Hora 15:	0	Hora 19:	0	Hora 23:	0
Hora 4:	0	Hora 8:	0	Hora 12:	0	Hora 16:	0	Hora 20:	0	Hora 24:	0

Opções de Quantidade de Veículos Elétricos

☐ Cenário MERGE 1 - x % ☐ Cenário MERGE 3 - z %

☐ Cenário MERGE 2 - y % ☒ Outro Cenário: 0 %

Correr Simulação

Figura 5.31 - Interface Gráfica.

Programa_v02

Impacto dos Veiculos Eletricos nos Preços e Diagramas de Cargas em 2020

Opções de Carregamento dos Veículos Elétricos

☒ Cenários Pré-Definidos ☐ Cenários Definidos

☒ Das 20h às 2h

☐ Das 21h às 3h

☐ Das 0h às 6h

Opções de Quantidade de Veículos Elétricos

☐ Cenário MERGE 1 - x % ☐ Cenário MERGE 3 - z %

☐ Cenário MERGE 2 - y % ☒ Outro Cenário: 0 %

Correr Simulação

Resultados

Dia: Mês: Ver Resultados

Resultados - Preços em Portugal

	Preço em 2011	Preço em 2020 Sem VE	Preço em 2020 Com V
Hora 1			
Hora 2			
Hora 3			
Hora 4			
Hora 5			
Hora 6			
Hora 7			
Hora 8			
Hora 9			
Hora 10			

Diagrama de Cargas

Gráfico de Cargas (eixo Y: 0 a 1, eixo X: 0 a 1)

Figura 5.32 - Interface Gráfica.

Como se pode verificar, o interface criado é de fácil utilização, sendo que torna-se difícil que o utilizador se engane a utilizá-lo. Por exemplo, é impossível que o utilizador escolha a opção “Carregamentos Pré-Definidos”, para de seguida, por engano, preencher as caixas de edição de texto da opção “Carregamentos Definidos”. Para além disso, é impossível que o utilizador escolha mais que uma opção de carregamento, ou opção de número de veículos elétricos, devido à forma como o interface foi construído, recorrendo às funcionalidades do MatLab.

É ainda de realçar que a apresentação de resultados só se torna possível após o programa terminar a sua execução. Desta forma, o utilizador percebe claramente quando o programa terminou a simulação, através do aparecimento dos eixos do gráfico e da tabela, tal como se pode ver na última figura da sequência anterior. Após esse aparecimento, o utilizador poderá, por fim, consultar os resultados, através da seleção do dia pretendido. Os resultados surgirão no interface assim que o utilizador premir o botão “Ver Resultados”, desde que o dia

escolhido exista (de acordo com o que já foi dito anteriormente, para o tratamento deste tipo de problemas).

A Figura 5.33. apresenta um exemplo do interface do programa, aquando da exibição de resultados.

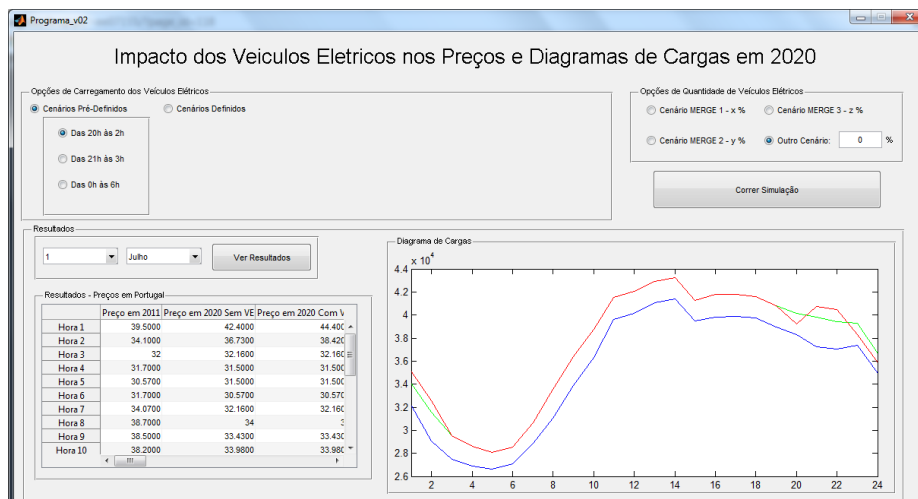


Figura 5.33 - Interface Gráfica.

É de realçar que os resultados apresentados na figura anterior são meramente exemplificativos, não servindo como resultados a serem analisados nesta Dissertação. De facto, a imagem foi tirada num período anterior ao período de aquisição de resultados para análise, com o único intuito de servir de ilustração do funcionamento do programa.

Ao observar a figura anterior, pode-se verificar que o gráfico apresenta os três diagramas de carga necessários, para o dia escolhido pelo utilizador (1 de Julho de 2020): o diagrama de cargas do ano de 2011, a azul; o diagrama de cargas do ano de 2020, sem a existência de veículos elétricos, a verde; e o diagrama de cargas do ano de 2020, considerando a existência de veículos elétricos, a vermelho. No caso específico destes resultados, apesar de caráter de teste do programa destaca-se a diferença entre a curva de 2011 e a curva referente a 2020. Esta diferença visava perceber se o programa se encontrava a funcionar corretamente, no eu toca ao tratamento do aumento de carga. Para além disso, a diferença entre as duas curvas referentes a 2020 reflete um tratamento diferente entre o caso em que não existem veículos elétricos e o caso em que existem, pelo que se verificou também, desta forma, o correto funcionamento do programa. No que toca a este último aspeto, resta ressaltar o facto de, apesar de a opção selecionada quanto ao número de veículos elétricos no parque automóvel ser igual a zero, o programa, internamente, não estava, nesta fase, a ler esse valor pelo que não há estranheza em, à primeira vista, os resultados não parecerem corretos.

5.5 - Testes

Para garantir o correto funcionamento do programa, o mesmo foi submetido a uma bateria de testes, desenhados com algum rigor, para tentar abranger todas as opções possíveis quanto à sua utilização. Nesses testes, não houve nenhum cuidado especial em

relação às quantidades de energia consideradas para o carregamento dos veículos elétricos ou para o aumento de carga. Isto é, nessa fase de teste, interessava apenas verificar que o programa funcionava corretamente, não sendo necessário, para tal, que os dados inseridos fossem os utilizados, posteriormente, para a simulação do programa. É até uma boa prática de programação que o conjunto de dados de treino de um dado algoritmo seja diferente do conjunto de dados de simulação do mesmo.

Há que ressaltar que na fase de testes foram utilizados dados relativos a 2009, ao invés de dados relativos a 2011, por simplicidade, uma vez que não tinham ainda sido descarregados todos os ficheiros desse ano. Tal não prejudica, em nada, as conclusões retiradas quanto ao funcionamento do programa, uma vez que os resultados destas simulações não foram utilizados no estudo feito no capítulo seguinte, bem como, não há quaisquer tipos de alterações estruturais dos ficheiros do OMIE de 2011, face aos de 2009. De facto, ao realizar testes utilizando um ano diferente do de 2011, garante-se que o programa funciona corretamente para vários anos.

5.5.1. Número e Períodos de Carregamento dos Veículos Elétricos

Para garantir o correto funcionamento do programa no que toca ao tratamento do carregamento dos veículos elétricos, foi simulado o comportamento do mercado face a vários cenários.

Entre estes encontram-se cenários MERGE, que serão mais à frente descritos. Para o efeito de teste, não se optou por adotar os valores reais da quantidade de energia necessária, em cada um dos três cenários, adotando-se, ao invés, valores meramente exemplificativos, crescentes, com o número do cenário, e suficientemente afastados entre si. As Figuras 5.34., 5.35. e 5.36. apresentam os resultados da simulação para esses três cenários, para a mesma hora do dia (hora 20).

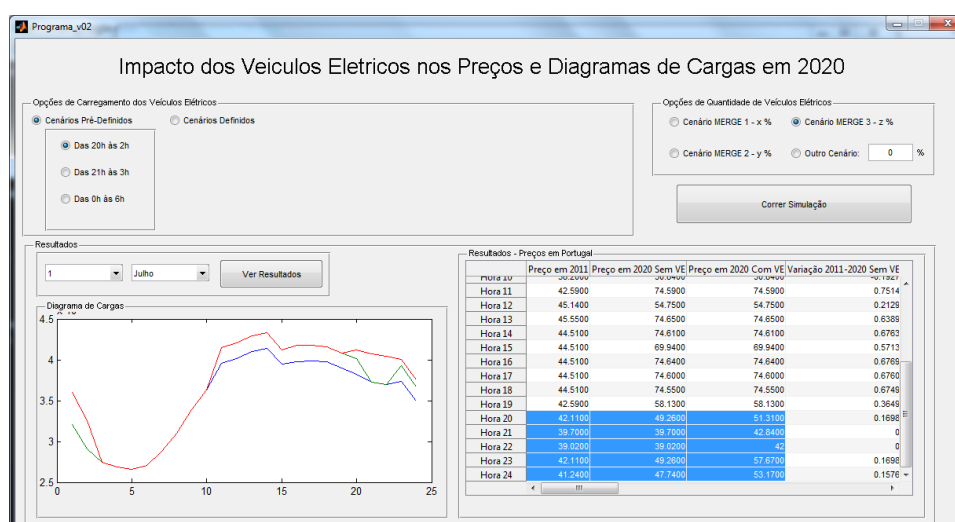


Figura 5.34 - Teste do Programa.

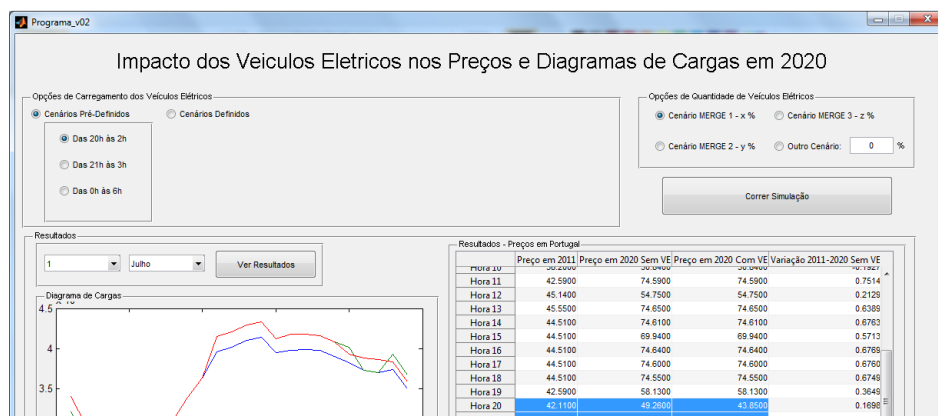


Figura 5.35 - Teste do Programa.

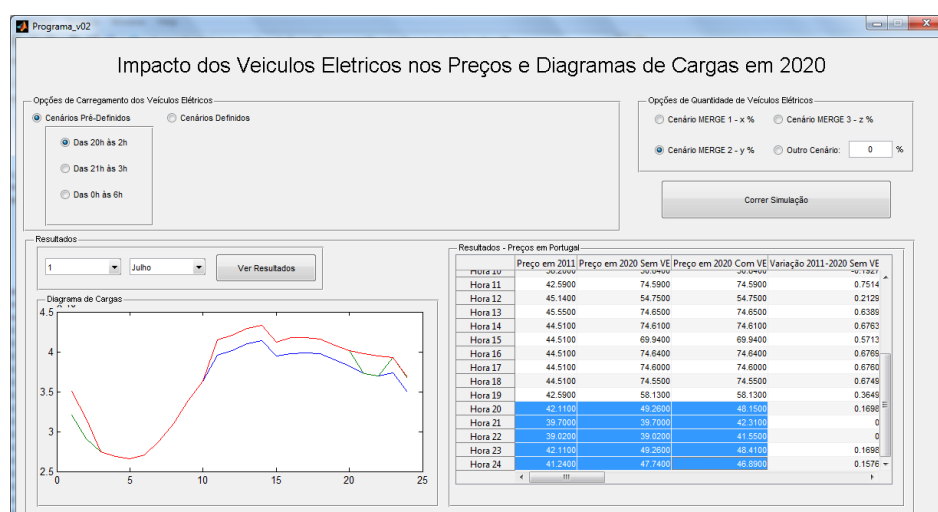


Figura 5.36 - Teste do Programa.

Como se pode verificar nas três figuras anteriores, o programa executa corretamente o código desenvolvido, apresentando os diagramas de carga para os três cenários (2011, 2020 sem veículos elétricos e 2020 com veículos elétricos), bem como os preços e as respetivas variações, já descritas.

Destaca-se ainda que estes testes foram realizados aquando da utilização da segunda versão do interface gráfico, apesar de tal não comprometer, em nada, o correto funcionamento da versão final, tal como já foi referido.

Ainda no que toca à observação das figuras anteriores, destaca-se que, de facto, para as horas após as 20h, os preços do ano de 2020, para além de serem superiores aos do ano de 2020 (devido ao aumento de carga), são ainda diferentes entre si. Tal deve-se à diferente quantidade de energia adquirida no mercado, uma vez que no caso em que é considerada a existência de veículos elétricos, haverá um aumento da energia face ao caso em que os veículos elétricos não são considerados. De facto, o aumento de carga faz com que a curva da procura se desloque para a direita, sendo que a interseção com a curva da oferta se dá numa ordenada superior, caso a segunda se mantenha inalterada. Esta explicação pode ser observada graficamente na Figura 5.37..

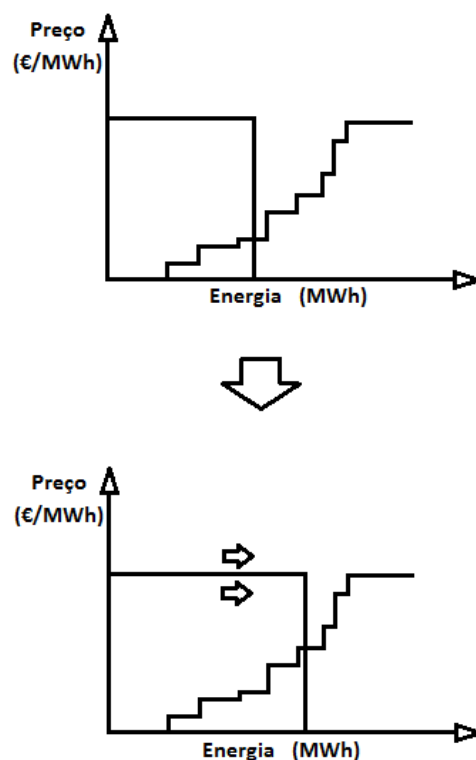


Figura 5.37 - Esquema explicativo.

Para além de tudo isto, há ainda a destacar, na Figura 5.36., que, para todos os cenários relativos ao número de veículos elétricos simulados, no período entre as 22 e as 23 horas, o diagrama de cargas de 2020 sem veículos elétricos se encontra muito próximo do diagrama de carga de 2011. Tal não é um erro, apenas uma consequência do pouco rigor utilizado nos valores de aumento de carga adotados para realizar este teste. De facto, nesse período, o aumento de carga tido em conta para 2020 foi nulo, uma vez que é um período horário, do dia 1 de Julho de 2009, para o qual não ocorre *market splitting*. Assim, o valor do aumento de carga não foi corretamente alterado na parte do código que tratava situações em que não ocorria *market splitting*. Esta situação não voltou a suceder, assim que se passou a utilizar valores de aumento de carga reais, previstos para 2020, ao invés de se utilizarem valores totalmente arbitrários, tais como os usados nesta fase de testes.

No que toca à quantidade de energia necessária para o carregamento dos veículos elétricos nota-se que o programa interpreta corretamente os dados, uma vez que, para o período de carregamento entre as 20 de um dia e as 2 horas do dia seguinte, o diagrama de cargas referente ao ano de 2020 com veículos elétricos apresenta uma quantidade de energia mais elevada que o diagrama de cargas sem veículos elétricos, para o mesmo ano. Esta conclusão é válida, mesmo com o problema referido para o aumento de carga.

Conclui-se, portanto, que o programa se encontra a funcionar corretamente. Especialmente, nota-se que os preços do ano de 2020 com veículos elétricos vão ficando mais elevados, à medida que se muda de cenário, uma vez que a quantidade de energia necessária ao seu carregamento vai também aumentando. Para além disso, à medida que essa mudança ocorre, as alterações são ainda visíveis nos diagramas de cargas.

Para efeitos de verificação do correto funcionamento dos períodos de carregamento, optou-se por simular os mesmos cenários que anteriormente mas, desta vez, fazendo com que o período de carregamento se iniciasse às 21 horas. Os resultados deste teste são apresentados nas Figuras 5.38., 5.39. e 5.40..

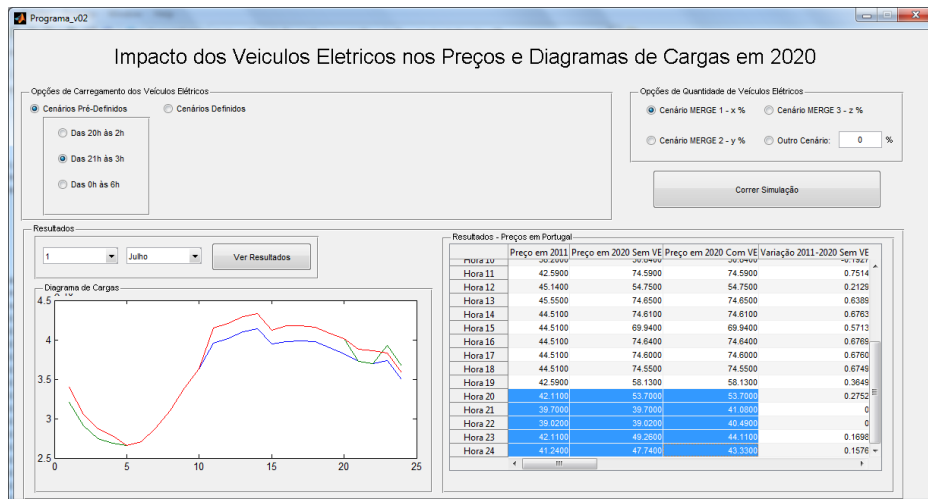


Figura 5.38 - Teste do Programa.

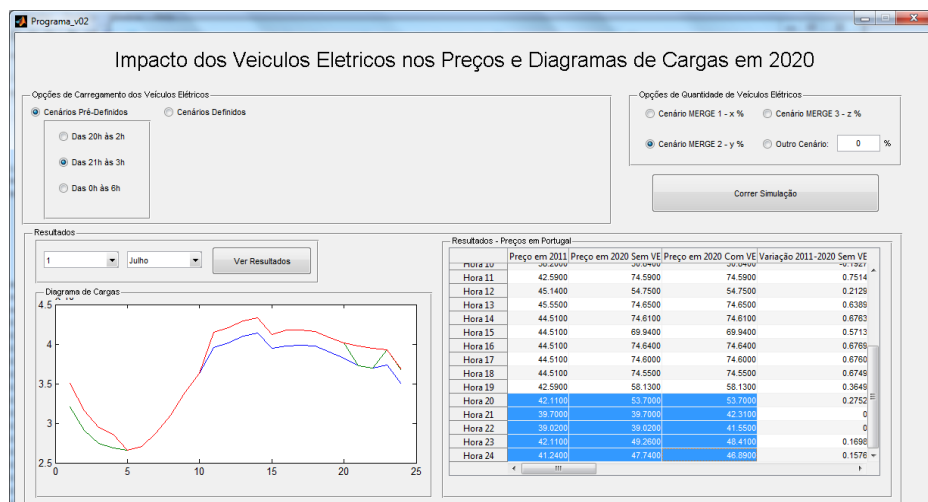


Figura 5.39 - Teste do Programa.

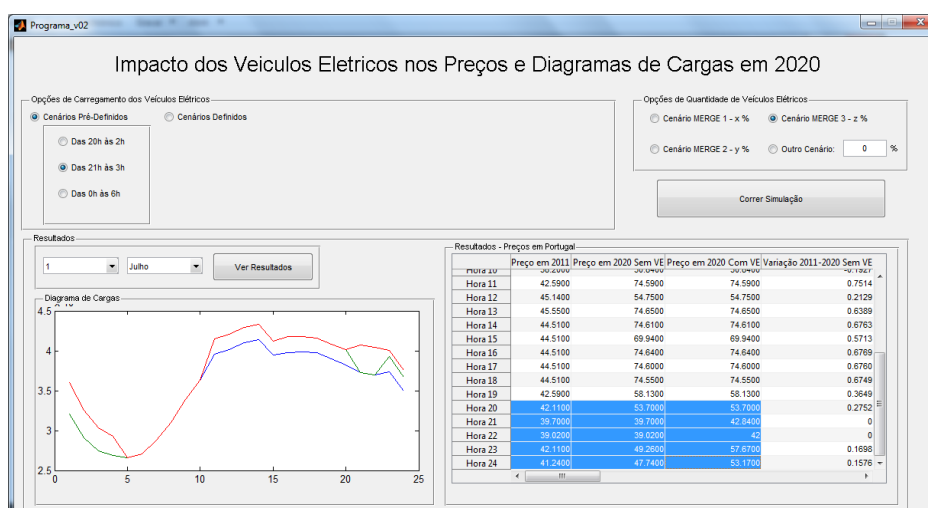


Figura 5.40 - Teste do Programa.

Como se pode verificar, em todos os casos analisados, os preços de 2020 com veículos elétricos são superiores aos preços de 2020 sem veículos elétricos no período de carregamento, depois das 21 horas, pelo que se assume, uma vez mais, o correto funcionamento do programa.

Ainda no que concerne a este último teste, realça-se que o mesmo permitiu identificar um erro no programa. De facto, no caso de o período de carregamento se iniciar às 21 horas, significa que terá que terminar às 3 horas do dia seguinte (ver pressupostos do estudo no capítulo seguinte). No entanto, observando-se, nas figuras anteriores, os diagramas de cargas respeitantes a 2020, verifica-se que aquele em que os veículos elétricos são considerados, difere do que não os considera até às 4 horas. Ora, tal revelou a existência um erro no programa, que foi prontamente corrigido.

Para além destes testes, testou-se ainda a funcionalidade de ser o utilizador a introduzir manualmente o número de veículos elétricos no parque automóvel. No entanto, nesta fase, procedeu-se apenas à introdução, diretamente, da quantidade de energia necessária para o hipotético carregamento desses veículos, apenas para verificação do funcionamento desta funcionalidade. O número escolhido tem um carácter aleatório. A Figura 5.41. mostra os resultados deste teste.

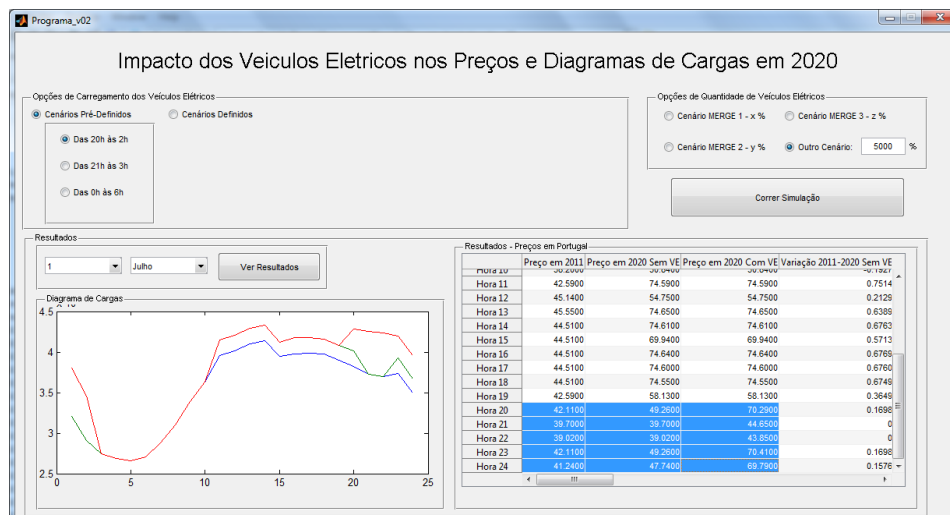


Figura 5.41 - Teste do Programa.

Como se pode verificar, o programa utilizou corretamente esta funcionalidade, especialmente porque, atentando nos diagramas de carga, se observa que a quantidade de energia apresentada para o ano de 2020 com veículos elétricos é substancialmente superior à quantidade para o mesmo cenário, tais como as dos testes anteriores.

Após a realização de todos estes testes, conclui-se que o programa se encontrava a funcionar de forma correta, estando bem preparado para as simulações que estarão na base do estudo realizado nesta Dissertação e que são descritas no capítulo 6.

5.5.2. Aumento da Capacidade Instalada

Como já foi referido oportunamente, a introdução de propostas referentes a aumentos da capacidade instalada para o ano de 2020 tem um cariz bastante complexo. Assim, optou-se por realizar testes que permitissem verificar o correto funcionamento desta funcionalidade.

Para isso, simulou-se uma dada hora, de um dado dia, exigindo que o programa apresentasse as curvas de oferta e de procura para o ano de 2020. A Figura 5.42. apresenta esses resultados.

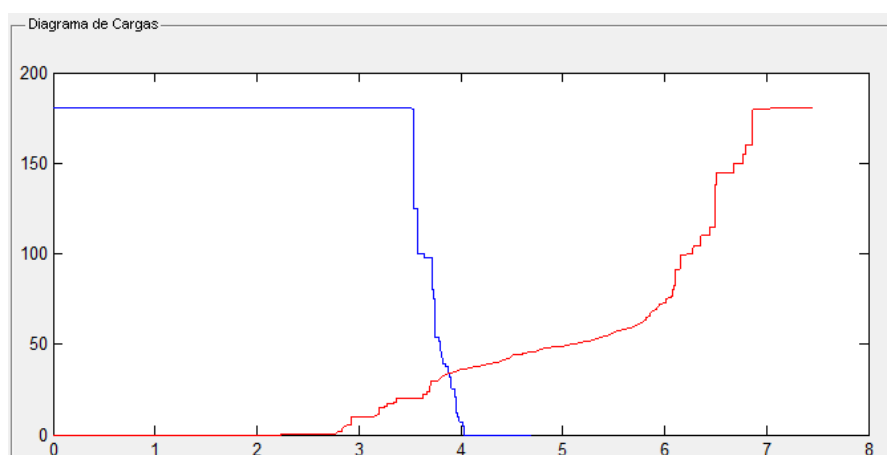


Figura 5.42 - Teste do Programa.

Após esta simulação, é necessário incluir, no código do programa, as propostas para o aumento de capacidade instalada, com valores fixos (por exemplo, para a PRE). Exigiu-se que o programa retirasse igualmente as curvas, para efeitos de comparação e, para a mesma hora do mesmo dia, os resultados obtidos encontram-se apresentados na Figura 5.43..

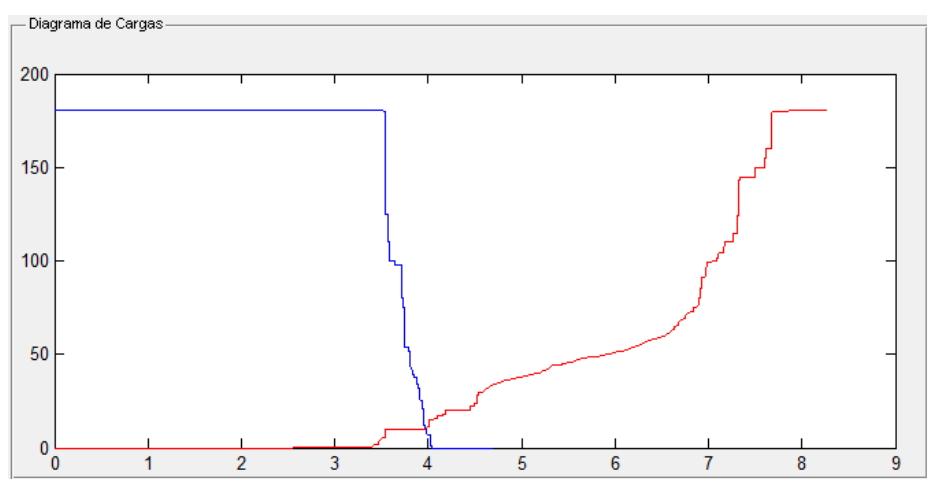


Figura 5.43 - Teste do Programa.

Como se pode verificar, a introdução de novas propostas foi corretamente implementada, uma vez que o preço de encontro de mercado foi alterado face à situação inicial. De facto, o patamar relativo às PRE prolongou-se face ao anterior, sendo este o de mais fácil identificação, por ser um patamar com preço nulo.

Com estes testes, concluiu-se que o programa se encontrava a simular corretamente o aumento da capacidade instalada.

5.5.3. Mudanças de Hora

Devido à implementação da funcionalidade para o tratamento da mudança de hora, foi necessário testar o seu bom funcionamento. A Figura 5.44. apresenta os resultados para o dia 30 de Outubro, um dia com 25 horas, segundo os ficheiros do OMIE.

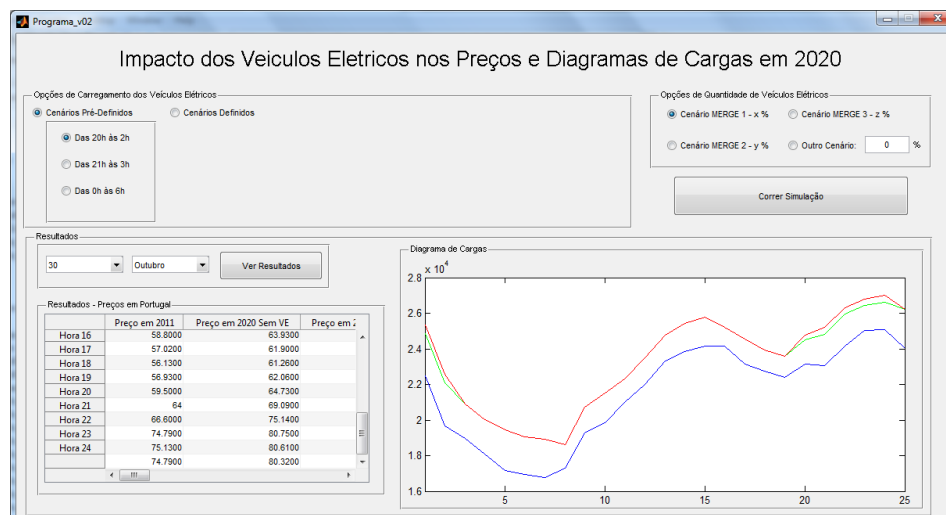


Figura 5.44 - Teste do Programa.

Como se pode verificar, quer o diagrama de cargas, quer a tabela de apresentação de preços permitem considerar corretamente esta situação.

Conclui-se, portanto, que esta funcionalidade foi corretamente implementada, apesar de não ser de crucial importância para o estudo aqui desenvolvido.

5.5.4. Tratamentos de Exceções

O tratamento de exceções foi também alvo de testes, para evitar alguma falha nesta funcionalidade que poderia, no futuro, comprometer a utilização do programa.

No que toca ao tratamento da inserção de caracteres especiais, os testes foram realizados para todas as caixas de edição de texto, sendo que a Figura 5.45. apresenta os resultados para um caso específico.

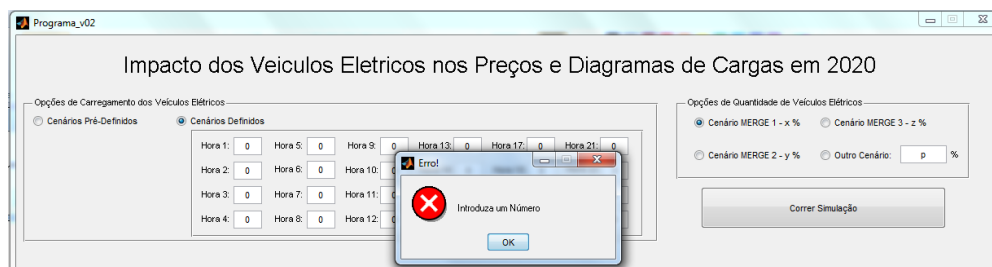


Figura 5.45 - Teste do Programa.

Como se pode verificar, a funcionalidade encontra-se corretamente implementada.

Como já foi referido, é necessário que o utilizador insira corretamente o valor das percentagens de veículos elétricos nas caixas de edição de texto, pelo que se procedeu ao teste da funcionalidade do programa que realiza essa verificação. A verificação foi realizada para todas as caixas de edição de texto. Porém, apresentam-se, na Figura 5.46., os resultados relativos apenas a uma delas.

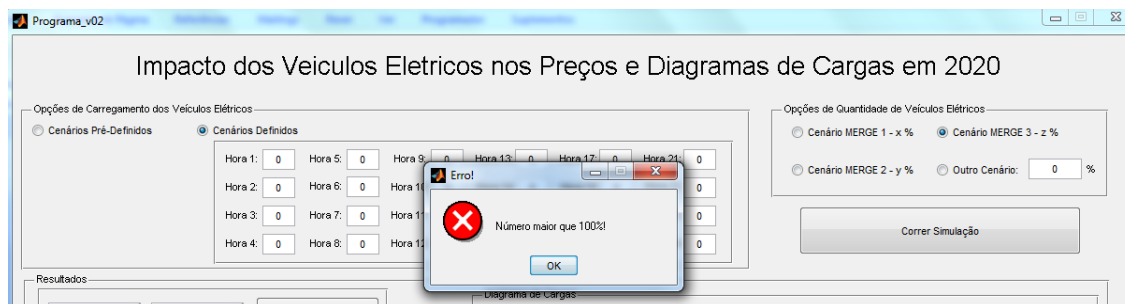


Figura 5.46 - Teste do Programa.

Mais uma vez, verifica-se a correta aplicação do tratamento de exceções implementado.

No que toca à necessidade de, na escolha de um cenário de carregamento totalmente definido pelo utilizador, a quantidade total de veículos elétricos ser igual a 100% do total de veículos elétricos presentes no parque automóvel, realizou-se um teste que permitiria concluir se a funcionalidade desenvolvida se encontrava corretamente implementada. A Figura 5.47. mostra os resultados do teste realizado.

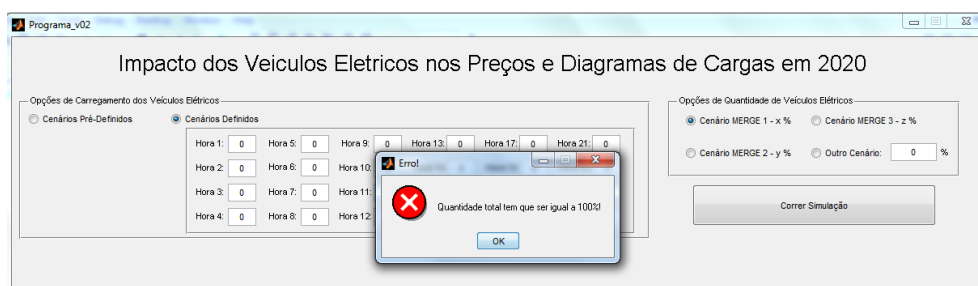


Figura 5.47 - Teste do Programa.

Como se pode verificar, esta funcionalidade do programa foi igualmente bem implementada.

Por fim, passou-se ao teste da funcionalidade que verifica a viabilidade de um dia do ano introduzido pelo utilizador, com vista à observação dos resultados de simulação. Os resultados deste teste apresentam-se na Figura 5.48..

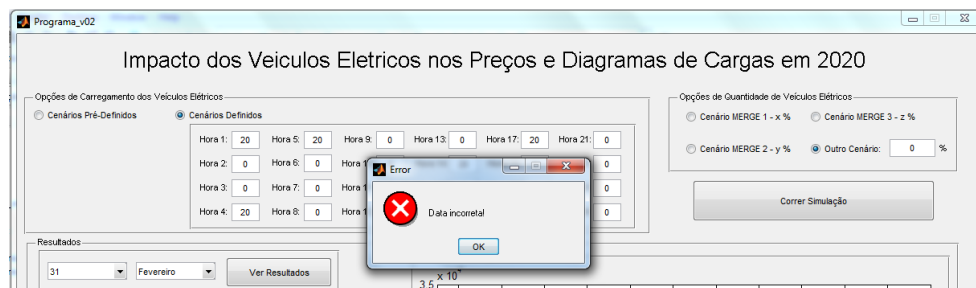


Figura 5.48 - Teste do Programa.

Como se pode verificar, os resultados obtidos permitem concluir o correto funcionamento da funcionalidade analisada.

5.5.5. Valor máximo de percentagem de VE

O programa funciona até um certo limite da percentagem dos veículos elétricos no parque automóvel, devido às restrições da capacidade do parque produtivo. De facto, verificou-se que o programa não funciona corretamente para taxas de penetração de veículos elétricos superiores a 10%.

Este limite é muito superior ao valor das taxas de penetração de veículos elétricos utilizadas neste trabalho, pelo que se conclui que o programa funciona corretamente no decorrer do estudo realizado.

5.6 - Sugestões de Melhoramento

Qualquer programa desenvolvido pode ser melhorado e o programa desenvolvido para a realização deste estudo não é uma exceção a essa regra. Existem vários aspetos que podem vir a ser melhorados, especialmente se se pretender, no futuro, que o programa sirva para realizar simulações para outros anos que não o de 2020. Neste sentido, é de realçar que, apesar de não estar automaticamente adaptado a essas possíveis alterações, o programa foi construído de modo a ser fácil e intuitivo proceder a mudanças, caso seja necessário.

Uma mudança que poderia vir a ser implementada reside no facto de estender as funcionalidades deste programa a simulações para horizontes temporais mais longínquos que 2020, como por exemplo, o ano de 2030, visado em vários estudos consultados no decorrer deste estudo [27]. Para que essa mudança seja possível bastará:

- Alterar, no ficheiro “.xlsx” correspondente aos valores do aumento de carga para 2020, os valores atuais pelos valores previstos para o crescimento da carga em 2030, tendo apenas o cuidado de não alterar a estrutura dessa folha de cálculo;
- Proceder-se a ligeiras alterações no excerto de código referente à expansão do parque produtor de 2011 para 2020 (apresentado anteriormente), de tal forma que esse código passe a abranger as expansões da capacidade instalada prevista para 2030. Neste caso, será necessário proceder-se a alterações no valor da quantidade de energia das propostas existentes e nos preços das mesmas. Estas alterações serão de fácil aplicação;

- Verificar-se a viabilidade do funcionamento do algoritmo de determinação das condições de mercado face a essas alterações, especialmente no que toca ao passo de pesquisa da interseção das curvas de oferta e procura.

Uma outra mudança que poderá vir a ser incluída reside na expansão da capacidade de o programa proceder à simulação de vários cenários para vários anos. Nesse caso, será necessário realizar as alterações anteriormente mencionadas, acrescentando um botão que permita ao utilizador escolher o ano de estudo. Para além disso, será necessário um cuidado extra na aplicação das alterações mencionadas para o caso de se pretender simular o ano de 2030. Nomeadamente, em vez de se proceder a substituições no ficheiro “.xlsx”, há que colocar nele os dados referentes aos novos anos, dotando o programa de capacidade de procura desses novos dados, através, por exemplo, de uma variável que, em função do ano pretendido, procure em colunas e linhas pré-definidas desse ficheiro. O mesmo se pode aplicar à expansão da capacidade instalada do parque produtor, escolhendo-se a capacidade necessária em função do ano escolhido pelo utilizador. À semelhança das alterações anteriores, estas, caso sejam necessárias no futuro, serão de aplicação relativamente simples, não implicando alterações estruturais no código do programa.

Um aspeto que poderá vir a ser melhorado no programa desenvolvido reside exatamente no problema da expansão da capacidade instalada do parque produtor. Atualmente, estes dados estão a ser implementados diretamente no código do programa, o que tem vantagens e desvantagens. Por um lado, torna mais simples e rápida a utilização do programa, não sendo necessário que o utilizador se preocupe com os dados relativos à expansão do sistema eletroprodutor. Por outro lado, o ambiente de simulação perde flexibilidade, uma vez que simula o mercado num determinado ano futuro, sem permitir que o utilizador “dite” as regras desse mercado. De facto, esta será a maior contrariedade do programa desenvolvido: a forma como se optou por simular condições futuras do mercado de eletricidade, através de rácios de produção disponível, em função de dados históricos, e através da determinação de possíveis valores dos preços das propostas, em função de previsões da evolução e algumas *commodities* e de um caráter de aleatoriedade. Para evitar este problema, uma proposta de melhoramento poderá passar pelo pedido ao utilizador, através de uma tabela editável, de todas as novas propostas de energia pretendidas para o ano de estudo. Essa tabela recolheria, não só, o valor da energia correspondente às propostas, mas também o valor do preço das mesmas. De modo a não tornar desgastante o uso deste programa, dever-se-ia exigir ao utilizador um, ou no máximo dois, cenários de propostas: um para o inverno e outro para o verão, por exemplo. Desta forma, tornar-se-ia possível a inserção de propostas de venda de energia tendo em conta a influência meteorológica na produção de energia elétrica, sem se ter que exigir ao utilizador o fornecimento de novas propostas de venda diárias ou horárias para todos os dias do ano de estudo.

Depois de se ter identificado o caso especial descrito no ponto 5.3.11, foi pensada a solução que foi implementada e descrita nesse mesmo ponto. Porém, dado o pouco rigor dessa mesma solução, procurou-se identificar uma outra solução. A mesma passaria por intervir no código do programa, assim que se identificasse uma “situação 0”. As alterações passariam por ler o ficheiro do OMIE e acrescentar, na última posição do vetor da carga, um ponto que intersetaria o eixo xx. Desta forma, garantia-se que existiria a interseção da curva de oferta com a curva da procura, permitindo assim que o algoritmo de base do programa aqui desenvolvido funcionasse corretamente.

Um outro aspeto que poderá vir a ser melhorado está associado à rapidez de execução do programa. Para tal, será necessário realizar um estudo mais aprofundado de técnicas computacionais, nomeadamente de alocação de memória e de estruturação do código. Neste último ponto, realça-se a possibilidade de vir a substituir excertos de código repetidos por funções que o realizem, poupando-se, dessa forma, espaço de memória e melhorando a performance do programa.

Por fim, destaca-se que, para futuras utilizações, convirá fazer uma revisão do algoritmo que está na base deste programa: o algoritmo de determinação dos resultados do mercado. De facto, esse algoritmo apresentou várias falhas no decorrer do desenvolvimento deste programa. Para além disso, ressalva-se que o algoritmo em causa não é o melhor para suportar tantas alterações como aquelas que foram necessárias realizar para um estudo de simulação deste tipo. Isto é, verificou-se e demonstrou-se que existiram várias dificuldades na construção do programa no que toca ao acréscimo de informação para o ano de estudo (2020), quer ao nível da carga, quer ao nível da produção. Realça-se ainda a grande dificuldade em retirar propostas consideradas no ano base, mas que se poderá admitir não virem a estar presentes em 2020.

Capítulo 6

Impacto dos Veículos Elétricos nos Preços da Eletricidade e nos Diagramas de Carga em 2020

6.1. Introdução

Como já foi referido, o programa desenvolvido nesta Dissertação visa permitir a realização de um estudo sobre o impacto nos preços da eletricidade e nos diagramas de carga da integração de veículos elétricos no parque automóvel de Portugal e de Espanha.

A pertinência deste estudo prende-se com a necessidade de existir, para o Mercado Ibérico de Eletricidade, de uma análise sobre as consequências económicas da integração de veículos elétricos. De facto, com uma mudança no paradigma da mobilidade que está a surgir, é necessário perceber-se, com base em alguns pressupostos, quais serão as suas consequências, especialmente para efeitos de planeamento. Como já foi referido (Capítulo 3), a integração, em grande quantidade, de veículos elétricos poderá vir a ter consequências diversas nos Sistemas Elétricos de Energia, bem como nos Mercados de Eletricidade, pelo que são necessários estudos deste género, que permitam perceber quais os investimentos a realizar e quais as medidas a tomar para permitir que, quer os Sistemas Elétricos de Energia, quer os Mercados de Eletricidade tenham o seu bom funcionamento assegurado.

Este estudo foi realizado tendo em conta vários pressupostos, seguidamente apresentados e que permitem sustentar as conclusões tiradas no decorrer deste capítulo. Estes pressupostos correspondem, em muitos casos, a previsões de cenários relacionados com os mais variados fatores, pelo que poderão vir a ser falíveis. Ou seja, existirá sempre uma propagação de erros dos pressupostos para as conclusões deste trabalho.

Salienta-se que as conclusões retiradas neste capítulo são apenas válidas para os pressupostos enunciados de seguida, pelo que, caso um ou mais, não se verifiquem no ano de 2020, as mesmas não deverão ser extrapoladas. Isto é, por exemplo, caso se pressuponha que o número de veículos elétricos em 2020 é de 10 e se, na realidade, existirem 20 veículos elétricos, então, se se tiver concluído que o preço da eletricidade é de 50 €/MWh para o pressuposto adotado, não se poderá concluir que o preço passa a ser de 100 €/MWh. Assim, qualquer alteração nos pressupostos tidos em conta para este estudo invalida as conclusões

aqui retiradas. Porém, obviamente, não se exclui a validade parcial das mesmas, mas encoraja-se, vivamente, a realização de um novo estudo com base em novos pressupostos, recorrendo, para o efeito, a alterações no código do programa desenvolvido.

Os pressupostos deste estudo podem ser divididos em duas categorias: pressupostos relativos ao ambiente de mercado em si e pressupostos relacionados com os veículos elétricos.

6.2. Pressupostos do Estudo relativos ao ambiente de Mercado

6.2.1. Pressupostos Gerais

O estudo realizado no âmbito desta Dissertação baseia-se essencialmente no seguinte pressuposto: em 2020, o Mercado Ibérico de Eletricidade ainda existirá. De facto, atualmente, nada faz prever que o modelo de mercado comum adotado por Portugal e Espanha seja extinto. Pelo contrário, face às recentes apostas em reforço da capacidade de interligação dos sistemas elétricos dos dois países, deduz-se que a aposta no mercado comum de eletricidade na Ibéria será para continuar.

Um outro pressuposto relacionado com o ambiente de mercado prende-se com o facto de se considerar que, em 2020, o funcionamento do MIBEL será caracterizado por regras semelhantes às existentes em 2011. De facto, tal como já foi mencionado no capítulo anterior, para se simular o ambiente de mercado em 2020, utilizou-se a informação disponibilizada pelo OMIE para o ano de 2011, pelo que é necessário que os mecanismos do mercado diário não se alterem.

Quanto às propostas de compra e de venda apresentadas em 2011, para uma determinada hora, de um determinado dia, considera-se que as mesmas são perfeitamente adaptadas à mesma hora do mesmo dia de 2020, com as seguintes diferenças: é necessário acrescentar propostas de venda associadas ao aumento da capacidade instalada prevista para 2020 (face à de 2011) e de compra associadas ao aumento do consumo de eletricidade (face a 2011).

No que toca à natural diferença entre o preço de mercado determinado através da intersecção das curvas de oferta e procura iniciais e o preço de mercado final, considera-se que, para uma dada hora de um dado dia de 2020, essa diferença será exatamente igual à diferença relativa a essa mesma hora, do mesmo dia, mas do ano de 2011. Desta forma, tal como já foi referido, continua-se a aproximação à realidade iniciada pela consideração das mesmas propostas de venda de energia para as mesmas condições temporais, acima mencionadas.

6.2.2. Cenário Político e Económico

Num estudo que abrange conclusões importantes para o planeamento de um setor tão importante e fulcral para a economia de um país, é necessário ter em conta perspetivas relacionadas com decisões que afetem esse setor. Na realidade, o setor energético tem vindo a sofrer alterações significativas, nomeadamente, a nível da sua estruturação e organização, tal como já foi referido no Capítulo 2. Porém, pressupõe-se que, em 2020, a organização do setor elétrico em Portugal e em Espanha não se alterará face à existente em 2011. Ou seja,

qualquer decisão política que envolva o setor elétrico não alterará o seu esquema de funcionamento atual.

Para além disso, pressupõe-se que os governos de Portugal e de Espanha continuam empenhados em garantir o funcionamento do MIBEL nos próximos anos, pelo menos até 2020.

No que toca a decisões relativas a aspetos estratégicos de mudanças de paradigma no setor energético, pressupõe-se que a atual aposta nas energias renováveis continuará uma prioridade até 2020, tal como se irá abordar oportunamente. Para além disso, admite-se que o esforço da União Europeia no que concerne à mobilidade elétrica continua e irá intensificar-se. Esta intensificação irá ser abordada oportunamente. Por outro lado, apesar da atual aposta na criação de um mercado cada vez mais europeu e cada vez menos regional [4], pressupõe-se que esse mercado europeu ainda não se encontrará criado em 2020 (o que anularia, de alguma forma, a existência do MIBEL), bem como não se considera que outros países possam aderir ao MIBEL.

Os pressupostos económicos encontram-se refletidos noutras considerações realizadas e apresentadas oportunamente, porém destaca-se um: o Euro continua a existir em 2020. De facto, todo o estudo realizado quanto ao impacto dos preços, não só os pressupõe em €/MWh, como também os próprios pressupostos de cariz económico foram obtidos admitindo a continuação da moeda única europeia. Para além disso, o fim desta moeda iria destabilizar todas as políticas da União Europeia, incluindo as relacionadas com o setor energético, o que poderia vir a interferir nos pressupostos supramencionados.

6.2.3. Cenário de Crescimento de Carga

Como se irá realizar um estudo para o ano de 2020, deve ser tida em conta a carga de 2020 e não a carga de 2011. Com a consideração dos ficheiros do OMIE relativos a 2011, foi então necessário obter dados de crescimento de carga face à verificada para 2011.

Neste sentido, a EDP - Gestão da Produção de Energia, S.A. forneceu dados relativos ao consumo horário de 2011, bem como previsões para os consumos em 2020. Com estes dois tipos de informação, foi possível extrair o aumento de carga a considerar no programa, o qual foi incluído da forma mencionada em 5.3.3. Os dados obtidos apresentam uma discriminação horária, para cada dia do ano de 2011 e de 2020, ignorando o facto de 2020 ser um ano bissexto. As considerações feitas em torno desta questão foram já salvaguardadas no capítulo anterior.

6.2.4. Cenário de Aumento de Preços nas Propostas de Venda

Como já foi abordado anteriormente, os preços das propostas de venda de energia a utilizar em 2020 são os mesmos que os utilizados nas de 2011. Para se evitar erros devido a isso, atualizaram-se os preços de todas as propostas de venda de energia atendendo ao valor de *commodities* como o gás natural e o carvão.

A atualização foi feita com base nos valores previstos para os preços dessas *commodities* presentes em [47]. Foi calculado o aumento máximo esperado para esses preços, sendo que esse aumento se repercutiu nos preços de todas as propostas de venda, através da multiplicação do preço em 2011 por um fator que refletia esse mesmo aumento.

6.2.5. Cenário de Aumento da Capacidade Instalada

O aumento da capacidade instalada foi um dos maiores problemas enfrentados, quer na construção do programa desenvolvido, quer na conceção da forma como seria tratada esta questão. De facto, para se realizar um estudo rigoroso, torna-se necessário, não só considerar alterações para 2020 do lado da procura, mas também do lado da oferta. Neste sentido, seria necessário considerar aumentos da capacidade instalada. Porém, esta questão apresentava diversos problemas:

- Não se poderia fazer uma proposta única considerando toda a nova capacidade instalada, devido às diferenças das tecnologias de produção, pelo que se teria que obter dados independentes para cada uma destas;
- Seria necessário determinar qual a quantidade a ser oferecida por cada tipo de tecnologia, uma vez que, seria necessário considerar a disponibilidade dos recursos utilizados;
- Por fim, era ainda necessário determinar os preços das diferentes propostas.

Uma vez mais, a EDP - Gestão da Produção de Energia, S.A. forneceu os dados relativos ao aumento da capacidade instalada, quer em Portugal, quer em Espanha, tendo por base, entre outros, um documento bastante atual do Governo de Portugal [47]. Este documento inclui um estudo exaustivo do setor elétrico e energético português, dando especial ênfase a medidas associadas à eficiência energética e à aposta nas energias renováveis. Em especial, são apresentados dados atualizados quanto às perspetivas de entrada e de saída de serviço de centrais, conforme os diferentes tipos de tecnologia, bem como dados relativos a previsões de preços de certas *commodities*, como o petróleo e o gás natural.

Os dados fornecidos pela EDP - Gestão da Produção de Energia, S.A. caracterizavam-se essencialmente pelo seguinte:

- Fatores de utilização da capacidade instalada por tecnologia, isto é, para cada tipo de tecnologia (Eólica, restante Energia Renovável, Hídrica, Térmica a Carvão, Térmica a Gás e Térmica Nuclear) for fornecido o número de horas previsível, num ano, em que a totalidade da capacidade instalada estivesse a ser fornecida ao SEE. Com base nestes dados, a potência média a ser oferecida em cada proposta foi calculada pela EDP - Gestão da Produção de Energia, S.A., com base nos valores da capacidade total instalada em 2020, presentes no documento [47] e noutros documentos relativos ao sistema Espanhol:
 - **Produção Renovável** - aumento de capacidade disponível estimado em 6257 MW;
 - **Produção Hídrica** - aumento de capacidade disponível estimado em 1941 MW;
 - **Produção Nuclear** - não está previsto aumento da capacidade disponível, uma vez que não se encontram planeadas novas centrais nucleares, nem em Portugal, nem em Espanha;
 - **Produção Térmica a Carvão** - aplica-se o mesmo que anteriormente;
 - **Produção Térmica a Gás Natural** - aumento de capacidade disponível estimado em 410 MW.
- Preços de referência para as propostas relativas às diferentes tecnologias:

- **Produção Renovável** - 0 €/MWh, não se considerando, portanto, a existência de alterações no mecanismo de remuneração deste tipo de Energia, especialmente em Portugal, onde as mesmas nem sequer vão a mercado. Nestas propostas são consideradas as seguintes produções: eólica, das ondas, cogeração, solar e biomassa;
- **Produção Hídrica** - 10 €/MWh, preço indicado pela EDP - Gestão da Produção de Energia, S.A;
- **Produção Nuclear** - 0 €/MWh, preço indicado pela EDP - Gestão da Produção de Energia, S.A;
- **Produção Térmica a Carvão** - o preço associado a estas propostas é determinado com base numa expressão que determina o seu valor em função de custos associados à produção de energia a partir do carvão: rendimento da central, consumo específico, preço da matéria-prima nos mercados internacionais e preço a pagar pelas emissões de CO₂. Neste caso, os dois primeiros dados eram detidos pela EDP - Gestão da Produção de Energia, S.A., enquanto que os dois últimos foram retirados de documentos oficiais, como [47]. Com base nos dados referidos, o preço médio da proposta seria de 50,64 €/MWh;
- **Produção Térmica a Gás Natural** - o preço destas propostas é determinado com base nos pressupostos considerados anteriormente para o Carvão, tendo sido considerado o valor de 58,10 €/MWh.

No que toca à desativação de centrais, apesar de estarem previstas algumas em Portugal [47] e em Espanha, tal como já foi referido, o programa não permite identificar essas centrais nos ficheiros do OMIE e de as eliminar. Assim sendo, pressupõe-se que não existe desativação de centrais, uma vez que as propostas das mesmas se incluem nos ficheiros do OMIE que se encontram na base do estudo.

Há que ressaltar que não foi considerada a produção de energia elétrica de Centrais a Fuel, uma vez que é uma tecnologia cada vez menos utilizada. De qualquer das formas, tal como já foi referido no parágrafo anterior, as propostas de venda dessas centrais são consideradas uma vez que estão presentes em 2011, assumindo-se que não têm grande influência nos resultados do estudo, uma vez que são centrais muito caras.

Por fim, salienta-se que, se considera que a alteração no clima económico que se prevê que aconteça nos próximos anos não alterará substancialmente os pressupostos aqui assinalados, quanto ao crescimento da capacidade instalada em Portugal e em Espanha.

6.3. Pressupostos do Estudo relativos aos Veículos Elétricos

6.3.1. Cenário de Aumento da Capacidade Instalada

Para se realizar um estudo em que se pretende conhecer o impacto no sistema elétrico da integração de veículos elétricos no parque automóvel, há que definir qual a quantidade de energia necessária para efetuar o carregamento desses veículos. Neste estudo e seguindo os pressupostos referidos em [32], considerou-se que a capacidade de uma bateria de um veículo elétrico, qualquer que seja o seu tipo, será de 3 kW. Para além disso, considera-se que sempre que um veículo elétrico é conectado à rede para efeitos de carregamento a sua bateria está totalmente descarregada. Considera-se ainda que a capacidade das baterias em 2020 é igual à capacidade atual.

Salienta-se que, sempre que, no estudo aqui desenvolvido se referir “veículos elétricos”, se pressupõe que se integram nesta definição todos os veículos elétricos cujas baterias são carregadas através da sua ligação à rede elétrica.

6.3.2. Carregamentos dos Veículos Elétricos

Tal como já foi referido na secção 4.4.2, aquando da referência ao projeto MOBI.E, existem, por norma, dois tipos de carregamento: carregamento rápido, com uma duração de 20 a 30 minutos; e carregamento lento, com uma duração entre 6 a 8 horas. Para este estudo considerou-se apenas a hipótese de carregamento lento, associada a períodos mais longos, e ignorando-se, por completo, a possibilidade de realizar carregamentos rápidos.

Ainda no que toca ao tipo de carregamento considerado, quanto ao tempo, para efeitos de obtenção de resultados, considerou-se que cada bateria carrega em 6 horas. Tal consideração é baseada na informação disponibilizada na página web do projeto MOBI.E [43], bem como no facto de ser expectável que o desenvolvimento da tecnologia de carregamento das baterias permita que o período de carregamento tenda para o tempo mínimo sugerido na referência supramencionada.

Passando agora para as considerações feitas quanto à escolha da hora inicial dos períodos de carregamento, foram escolhidos três cenários de carregamento que se encontram pré-definidos, que o utilizador do programa desenvolvido poderá seleccionar:

- **Período de Carregamento Iniciado às 20h** - este período pretende simular um cenário no qual se verificaria um pico de início de carregamento de veículos elétricos a esta hora, decorrente deste ser o período em que se estimaria que todos os proprietários dos veículos já haviam chegado a suas casas, colocando o veículo elétrico em carregamento;
- **Período de Carregamento Iniciado às 21h** - cenário semelhante ao anterior, mas para uma hora depois;
- **Período de Carregamento Iniciado às 0h** - cenário que pretende simular a existência de uma tarifa bi-horária para o carregamento de veículos elétricos. Tal como já foi explicado anteriormente, esta tarifa incentivaria os utilizadores destes veículos a carregarem as suas baterias em horas de vazio, através de uma

tarifa reduzida, penalizando os que as carregariam em períodos de ponta, aumentando o valor da tarifa.

Realça-se que os dois primeiros períodos de carregamento anteriormente referidos decorrem da consulta do documento [32], no qual se indica estes dois períodos correspondendo ao pico na procura de energia para carregamento dos veículos elétricos.

Para além destes três cenários pré-definidos e construídos no âmbito dos pressupostos anteriormente referidos, há a destacar a possibilidade de o utilizador do programa criar o seu próprio cenário de carregamento. Esta funcionalidade foi implementada com o intuito de flexibilizar a possibilidade de simulação de períodos de carregamento que o utilizador do programa possui, através da utilização da opção “Carregamento Definido”, como se pode voltar a observar na Figura 6.1..

The screenshot shows a software window titled "Programa_v02" with the subtitle "Impacto dos Veículos Elétricos nos Preços e Diagramas de Cargas em 2020". The interface is divided into two main sections: "Opções de Carregamento dos Veículos Elétricos" and "Opções de Quantidade de Veículos Elétricos".

In the "Opções de Carregamento dos Veículos Elétricos" section, there are two radio buttons: "Cenários Pré-Definidos" and "Cenários Definidos". The "Cenários Definidos" option is selected. Below it is a grid of input fields for defining charging periods for each hour of the day. The grid is organized as follows:

Hora 1	Hora 5	Hora 9	Hora 13	Hora 17	Hora 21
0	0	0	0	0	0
Hora 2	Hora 6	Hora 10	Hora 14	Hora 18	Hora 22
0	0	0	0	0	0
Hora 3	Hora 7	Hora 11	Hora 15	Hora 19	Hora 23
0	0	0	0	0	0
Hora 4	Hora 8	Hora 12	Hora 16	Hora 20	Hora 24
0	0	0	0	0	0

In the "Opções de Quantidade de Veículos Elétricos" section, there are three radio buttons: "Cenário MERGE 1", "Cenário MERGE 2", and "Cenário MERGE 3". The "Cenário MERGE 1" option is selected. Below it is a text input field labeled "Outro Cenário:" with the value "0" and a percentage sign "%". A "Correr Simulação" button is located at the bottom right of the interface.

Figura 6.1 - Interface Gráfica do Programa demonstrando a hipótese de definir o período de carregamento.

Como se pode verificar, através da seleção, para cada hora, da percentagem de veículos elétricos (face ao total de veículos elétricos no parque automóvel), o utilizador poderá criar as combinações que pretender quanto a períodos de carregamento de veículos. Esta possibilidade é especialmente apropriada para um caso em que se pretenda simular uma maior diversidade na escolha dos períodos de carregamento por parte dos utilizadores de veículos elétricos, tentando reproduzir um desejo de carregamento das baterias dos mesmos sem qualquer tipo de padrão. Para além disso, esta opção é útil para se simular o tipo de carregamento *smart-charging*, uma vez que permite, com uma análise aprofundada do diagrama de cargas sem veículos elétricos, identificar os períodos de tempo nos quais seria interessante carregar as baterias. Dessa forma, poder-se-ia chegar a algumas conclusões interessantes face à consequência da implementação deste tipo de técnica de carregamento.

Realça-se ainda que esta funcionalidade foi utilizada no estudo desenvolvido nesta Dissertação, tal como será demonstrado mais adiante, neste documento. Em qualquer dos casos, o período de carregamento será sempre de 6 horas. Isto é, se, por exemplo, o utilizador indica que 10% dos veículos elétricos iniciam o carregamento às 10h, então o período de carregamento destes veículos terminará no final da hora 15.

6.3.3. Número de Veículos Elétricos e Energia Associada

Como já foi referido, a potência considerada para as baterias é de 3 kW, qualquer que seja o tipo de veículo elétrico. Assim, no que toca à quantidade de energia necessária, em cada hora, para o carregamento das baterias dos VE, a mesma é dada pela multiplicação do número de veículos elétricos pelo valor da potência das baterias.

Quanto ao número de veículos elétricos disponível no parque automóvel em 2020, consideraram-se vários cenários, a seguir descritos. Há, porém, uma importante ressalva a fazer: neste estudo, foi considerado o número total de veículos elétricos em Portugal e em Espanha, bem como o parque automóvel previsto para os dois países. Esta consideração foi feita uma vez que, recordando a existência de um mercado comum de energia elétrica, não há razão para se proceder a um estudo deste género para os dois países, em separado. Muito pelo contrário, havendo um mercado comum, qualquer proposta de compra de energia para carregamento de veículos elétricos apresentada por um agregador em mercado comum, e não a um mercado específico nacional, pelo que irá alterar as condições do mesmo.

No que toca aos cenários de caracterização do parque automóvel elétrico, foram adotados os cenários estudados em [27]:

- **Cenário 1** - cenário com maior probabilidade de ocorrência, de todos os cenários construídos. Para este cenário são considerados os seguintes pressupostos, extrapolados para este trabalho:
 - Desenvolvimento tecnológico das baterias limitado;
 - Combustíveis líquidos continuam a providenciar energia relativamente barata;
 - Investimento em desenvolvimento de tecnologias para VE limitado por parte da indústria automóvel;
 - Desenvolvimento limitado das infraestruturas de carregamento;
 - Custos pouco competitivos.
- **Cenário 2** - cenário mais agressivo que o anterior, no que toca à taxa de penetração de veículos elétricos. Foi o cenário utilizado em numerosos estudos realizados no âmbito do projeto MERGE. Este cenário assenta nos seguintes pressupostos:
 - Aposta nos veículos elétricos por parte dos fabricantes de automóveis para reduzir emissões de CO₂ da sua frota;
 - Continuação do desenvolvimento das baterias;
 - Continuação do aumento dos preços dos combustíveis líquidos;
 - Investimento significativo no desenvolvimento da tecnologia dos veículos elétricos;
 - Desenvolvimento significativo das infraestruturas de carregamento;
 - Aumento das restrições legais relativas às emissões de gases poluentes.
- **Cenário 3** - cenário muito agressivo no que toca à integração de veículos elétricos no parque automóvel. Segundo [27], os números deste cenário não deverão ser excedidos. Os pressupostos tidos em conta para a construção deste cenário são os seguintes:
 - Custo e peso das baterias são substancialmente reduzidos;

- Custo da eletricidade menor que o dos combustíveis que com ela competem;
- Infraestrutura de carregamento com qualidade e capacidade elevada;
- Penetração de veículos elétricos na maioria dos segmentos;
- Insistência no aperto da legislação de controlo das emissões de gases poluentes, no sentido da eliminação de veículos de motor de combustão interna.

O estudo [27] apresenta diversos valores que foram adotadas neste estudo, nomeadamente, previsões realizadas para o número e veículos elétricos em circulação, em 2020, nos dois países, para cada um dos cenários acima mencionados. Estes números estão apresentados na Tabela 6.1..

Tabela 6.1 — Números de veículos elétricos previstos para 2020.

País	Cenário 1 “MERGE 1”	Cenário 2 “MERGE 2”	Cenário 3 “MERGE 3”
Portugal	24 311	49 698	101 435
Espanha	137 864	281 777	575 184

Como se pode verificar, à medida que se passa do cenário 1, para o 2 e para o 3, vão também aumentando o número de veículos elétricos previsto para os dois países. Isto encontra-se, portanto, perfeitamente de acordo com os pressupostos referidos para a construção dos três cenários, nomeadamente, no que concerne à agressividade das considerações feitas quanto à penetração deste tipo de veículos elétricos nos parques automóveis de Portugal e de Espanha.

É de realçar que, para a previsão do número total de veículos nos parques automóveis de Portugal e Espanha, o estudo consultado apresentou os seguintes dados:

- **Portugal:**
 - Parque automóvel em 2008 - 4 408 000;
 - Taxa média de crescimento anual - 2,00%;
 - Parque automóvel em 2020 - 5 590 410.
- **Espanha:**
 - Parque automóvel em 2008 - 22 145 000;
 - Taxa média de crescimento anual - 1,40%;
 - Parque automóvel em 2020 - 25 804 366.

Os dados aqui apresentados para os parques automóveis previstos para 2020, para Portugal e para Espanha, serão utilizados numa funcionalidade criada no programa desenvolvido e já referida anteriormente. Esta funcionalidade caracteriza-se pela possibilidade do utilizador optar por inserir um novo cenário de integração de veículos elétricos. Isto é, como se pode verificar na Figura 6.2., é dada ao utilizador a opção de escolher a opção “Outro Cenário”, especificando de seguida a taxa de penetração de veículos elétricos que pretende que seja simulada.

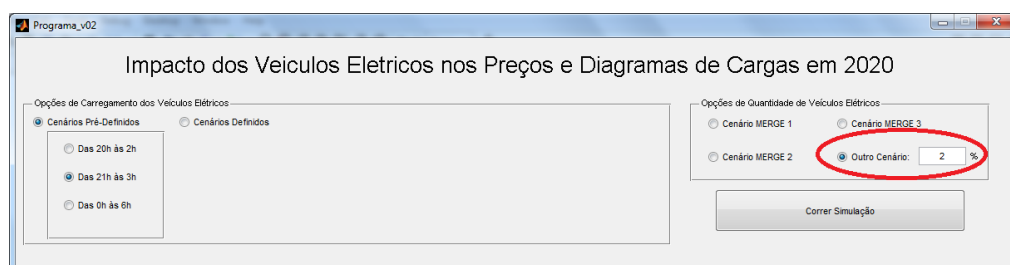


Figura 6.2 - Interface Gráfica do Programa com demonstração da definição da quantidade.

Esta opção permite uma grande flexibilidade na utilização do programa, permitindo a utilização de outras previsões que não as do estudo MERGE, adotadas neste trabalho. Há ainda a destacar que a taxa de penetração a inserir pelo utilizador é uma taxa comum aos dois países e que não deve ser superior a 10%, devido a restrições técnicas do programa, tal como referido no ponto 5.5.5..

6.4. Análise de Resultados

6.4.1. Introdução

Para que o estudo pudesse ser, de alguma forma, abrangente e dada a impossibilidade de se apresentarem resultados e conclusões para cada um dos dias do ano de 2020, individualmente, optou-se por escolher dois dias típicos de Inverno e de Verão, para se tentar perceber quais os impactos da integração dos veículos elétricos no parque automóvel.

Quanto ao dia típico de Inverno, foi escolhido, aleatoriamente, o dia 4 de Janeiro, uma terça-feira, enquanto que para o dia típico de Verão foi escolhido o dia 3 de Agosto, uma quarta-feira. Os dias escolhidos são dias de semana, pelo que simulações relativas a períodos de carregamento que simulam chegadas dos utilizadores de veículos elétricos ao trabalho e a casa (vindos do trabalho) não são desprovidas de lógica.

Para cada um desses dias a estratégia adotada para a análise de resultados foi a seguinte:

- i. Simulação do cenário de carregamento pré-definido que se inicia às 20h. Para este cenário, a quantidade de veículos elétricos no parque automóvel é:
 - a. Cenário MERGE 1;
 - b. Cenário MERGE 2;
 - c. Cenário MERGE 3;
 - d. Cenário personalizado, com 26,2% de veículos elétricos, com base nas previsões de [47], cuja fonte é o INESCPorto.
- ii. Simulação do cenário de carregamento pré-definido que se inicia às 0h, nas mesmas condições que anteriormente, quanto à quantidade de veículos elétricos existentes;
- iii. Simulação de um cenário de carregamento definido pelo utilizador e que pretende simular, de alguma forma, um carregamento pouco racional dos veículos elétricos. Isto é, com este cenário de carregamento, procura-se criar alguma indefinição quanto à forma como os utilizadores de veículos elétricos procuram carrega-los:

- a. Alguns dos utilizadores carregam-nos mal cheguem a casa, vindos do trabalho, por volta das 20h;
- b. Outros carregam-nos a partir das 0h (para aproveitarem a tarifa bi-horária);
- c. Outros mal cheguem ao trabalho, por volta das 9h.

Através desta estratégia de simulação, pretende-se cobrir o máximo de opções relativamente a quantidade de veículos elétricos, a cenários diferentes de carregamento e a alturas do ano com necessidades diferentes (Inverno e Verão), sem comprometer a quantidade de informação apresentada neste documento, mas com um certo rigor na análise pretendida.

Após esta análise de resultados, que compreenderá análise de diagrama de cargas e de preços para cada um dos dias referidos, passar-se-á a uma análise estatística dos preços do mercado para horizontes temporais mais longos, com o objetivo de se perceber a influência que a integração de veículos elétricos terá nos preços.

6.4.2. Dia típico de Inverno

Uma vez mais se realça que o dia escolhido para realizar esta simulação é o dia 4 de Janeiro. Este dia está situado em pleno Inverno, pelo que se considera ser um dia característico desta estação.

A Figura 6.3. apresenta o diagrama de cargas observado neste dia de 2011, retirado da página web do OMIE.

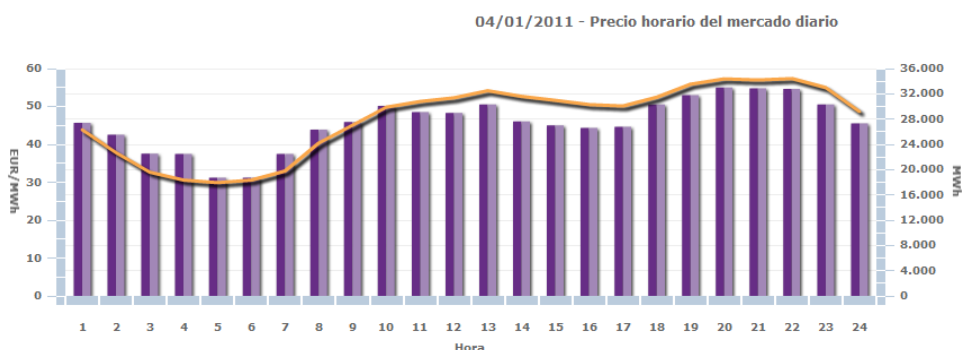


Figura 6.3 - Resultados do mercado [8].

Como se pode observar na figura anterior, a ponta do diagrama ocorre às 22h, sendo de aproximadamente 33000 MWh. Observa-se ainda que existe um pico considerável muito próximo do valor da ponta do diagrama, às 20h, bem como um outro às 13h. Estas características não são de estranhar, uma vez que correspondem a horas típicas de ponta e de cheias do diagrama. Salienta-se ainda a existência de um período de vazio que se inicia à 1h e acaba às 8h.

Para além disso, é possível verificar, para cada hora do dia, qual o preço da energia para Portugal e para Espanha, concluindo-se que, sendo os preços sempre iguais, neste dia não ocorreram situações de *market splitting*. Os preços acompanham, de certo modo, a evolução

do diagrama de cargas, sendo que se verificam preços mais elevados para as horas de cheias e de pontas, verificando-se também que os preços mais baixos ocorrem para horas de vazio.

A Tabela 6.2., seguidamente apresentada, reflete os preços lidos no gráfico anterior (com a ajuda de mais informação disponibilizada online), quer para Portugal, quer para Espanha.

Tabela 6.2 — Resultados do mercado [8].

Hora	Preço em Portugal (€/MWh)	Preço em Espanha (€/MWh)
1	45,66	45,66
2	42,50	42,50
3	37,54	37,54
4	37,45	37,45
5	31,21	31,21
6	31,21	31,21
7	37,45	37,45
8	43,85	43,85
9	45,88	45,88
10	50,13	50,13
11	48,50	48,50
12	48,30	48,30
13	50,51	50,51
14	46,04	46,04
15	45,02	45,02
16	44,03	44,03
17	44,60	44,60
18	50,50	50,50
19	53,00	53,00
20	55,02	55,02
21	54,76	54,76
22	54,65	54,65
23	50,51	50,51
24	45,50	45,50

6.4.2.1. Cenário de Carregamento 1- Pré-definido às 20h

Este cenário de carregamento pretende simular uma das conclusões retiradas em [27], que apontava para a existência, quer em Portugal, quer em Espanha, de um pico no diagrama de cargas para as 20h, decorrente do excesso de carga necessário para carregar as baterias dos veículos elétricos.

De facto, devido à inexistência de uma hora fixa para chegada a casa de todos os utilizadores de veículos elétricos, sendo que as 20h serão, segundo [27], a hora onde se acumula o maior número de veículos elétricos em carregamento.

6.4.2.1.1. Quantidade de Veículos Elétricos - Cenário MERGE 1

Utilizando o programa desenvolvido e escolhendo as opções adequadas, foi simulado o cenário de carregamento 1, para uma quantidade de veículos elétricos igual à apresentada na Secção 6.4.7.

A Figura 6.4. apresenta as opções do programa, bem como os resultados desta simulação.

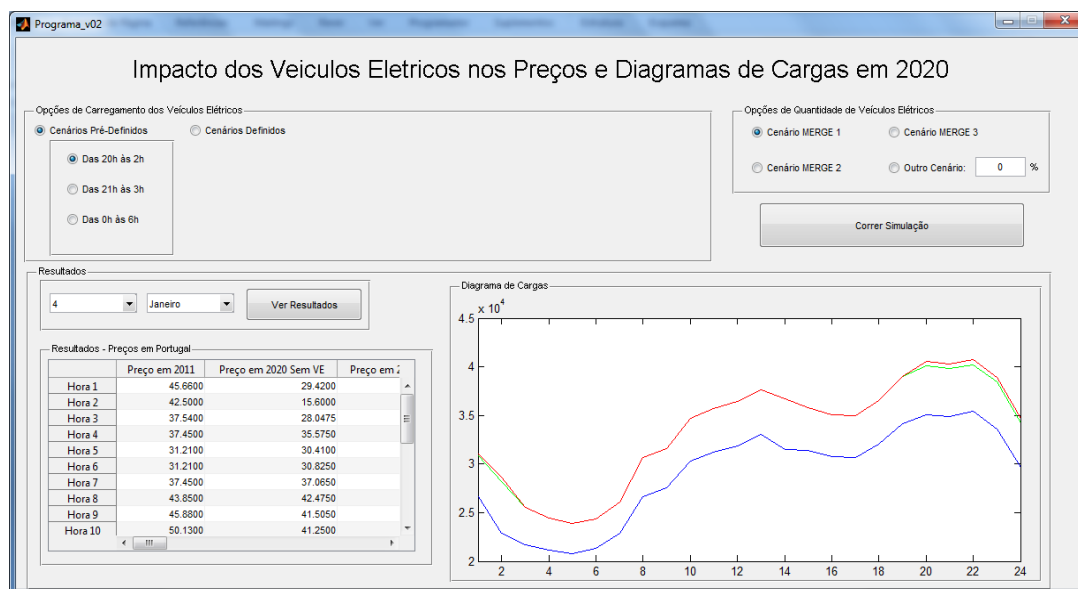


Figura 6.4 - Resultados do programa para o cenário simulado.

Como se pode verificar na figura anterior, as opções de simulação foram bem aplicadas, bem como as de apresentação dos resultados. Para além disso, destaca-se mais uma vez o correto funcionamento do programa, o qual apresenta os resultados do diagrama de cargas e dos preços para o dia escolhido, permitindo que o utilizador observe ainda as taxas de variação dos preços.

A apresentação da figura anterior é da exclusividade desta análise inicial, por ser exatamente a primeira a ser feita. A partir daqui, é assumido que todas as opções foram bem escolhidas, quer ao nível da simulação, quer ao nível da visualização dos resultados.

A Figura 6.5. apresenta, com maior detalhe, os diagramas de cargas obtidos para o dia 4 de Janeiro.

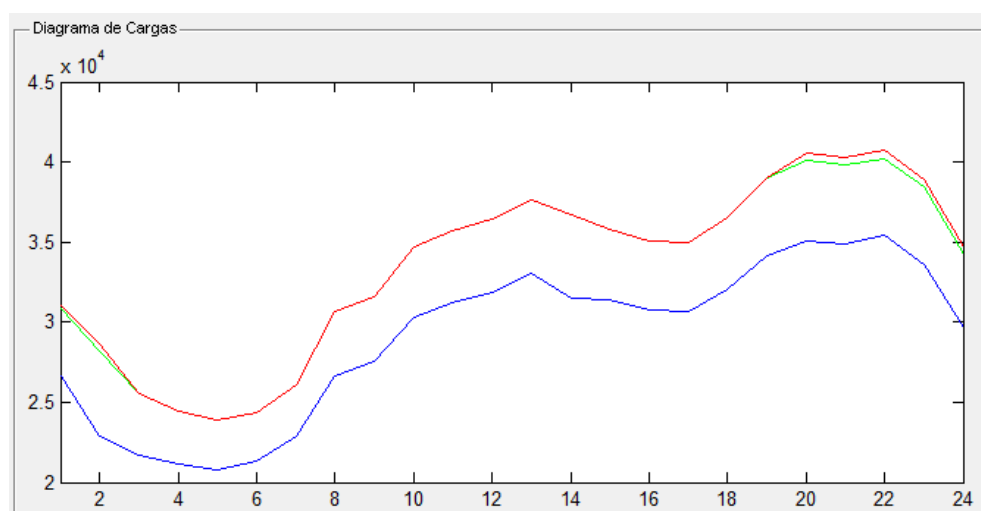


Figura 6.5 - Resultados do programa para o cenário simulado - Diagrama de Carga.

Relembra-se que a cor azul se encontra representado o diagrama de cargas para 2011, que a verde se observa o diagrama previsto para o ano de 2020, sem veículos elétricos, e que o diagrama de cargas previsto para o ano 2020, com veículos elétricos é representado a vermelho.

No que toca ao diagrama para 2011, verifica-se que o mesmo se encontra bem reproduzido, uma vez que é, em tudo, semelhante ao observado na Figura 6.3., retirado diretamente da página web do OMIE. De facto, uma vez mais, se verificam três pontas no diagrama, às 13h, às 20h e às 22h, sendo esta última a mais elevada, com valor próximo dos 33000MWh.

Passando agora para o diagrama de cargas referente a 2020, sem veículos elétricos, devido à técnica utilizada para a simulação das condições de mercado de 2020 (já explicada neste trabalho), verifica-se que este diagrama mais não é que uma reprodução do diagrama de 2011, sendo a única diferença relativa ao aumento de carga expectável para 2020. De facto, se se consultar, hora a hora, os resultados relativos à quantidade negociada para 2020 e para 2011, verificar-se-á que a diferença entre os dois é muito próxima do valor observado no ficheiro “.xlsx” com os valores do aumento de carga. Os valores só não são exatamente iguais, uma vez que, em ambiente de mercado, a quantidade negociada corresponde ao valor da interseção das curvas de oferta e procura, com a particularidade de ser considerado o valor da última proposta de venda, tal como se ilustra na Figura 6.6..

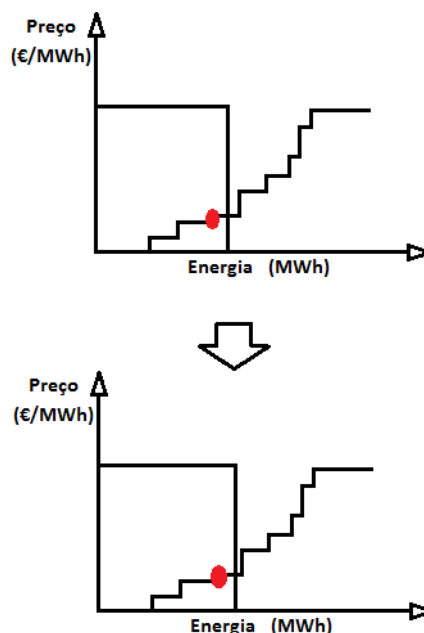


Figura 6.6 - Esquema ilustrativo.

Por fim, resta analisar o diagrama de cargas de 2020 com veículos elétricos. Como se pressupôs, neste caso, que os veículos elétricos iniciavam o seu período de carregamento às 20h, então, como seria de esperar, o diagrama a vermelho apenas se distingue do diagrama a verde para o período compreendido entre as 20h e as 2h. De facto, os dois diagramas referentes a 2020 distinguem-se apenas por uma ligeira diferença que, se observada em detalhe, com valores numéricos, se conclui como sendo praticamente igual ao aumento de carga devido à energia necessária para o carregamento dos veículos elétricos. A ligeira diferença entre os valores deve-se ao fenómeno demonstrado na Figura 6.6..

Neste caso específico, o impacto no diagrama de cargas da integração de veículos elétricos no parque automóvel, nas quantidades do cenário MERGE 1 (24 311 VE em Portugal e 137 864 VE em Espanha), não é muito significativo.

Como a quantidade de energia necessária para o carregamento dos veículos elétricos não é muito significativa, por exemplo, quando comparada com o aumento de carga expectável para 2020, conclui-se que o Sistema Elétrico não terá que ser especialmente planeado com vista a minimizar os impactos dos veículos elétricos, tais como, por exemplo, o aumento do trânsito de potências nos diversos ramos da rede. Isto é, ao serem realizados investimentos para permitir que a rede tenha capacidade de satisfazer o aumento de carga, não terá que haver um cuidado especial para o aumento de carga relativo aos veículos elétricos.

Realça-se, no entanto, que apesar de a nível de investimentos poder não haver um cuidado especial, em certos pontos da rede, a nível da gestão da rede, poderão ocorrer problemas. De facto, apesar do pequeno aumento de energia relativa ao carregamento dos veículos elétricos, a análise realizada ao diagrama de cargas é uma análise global do sistema. Isto é, em determinados pontos da rede de distribuição que possuam muitos veículos em carga, em horas de ponta, não se descartam problemas de gestão de carga. Por exemplo, poderão ocorrer congestionamentos de redes em locais com elevadas cargas.

Passando agora a uma análise de preços, na Tabela 6.3., encontram-se apresentados os resultados obtidos na simulação realizada, bem como alguns indicadores estatísticos desses mesmos dados, para cada hora do dia analisado.

Tabela 6.3 – Resultados do programa para o cenário simulado - Preços - MERGE 1.

Hora	Preços 2011	Preços 2020 Sem VE	Preços 2020 Com VE	Variação 2020 Sem VE - 2020 com VE	Variação 2020 com VE - 2011
1	45,66	29,42	33,67	14%	-26%
2	42,5	15,6	16,85	8%	-60%
3	37,54	28,05	28,05	0%	-25%
4	37,45	35,58	35,58	0%	-5%
5	31,21	30,41	30,41	0%	-3%
6	31,21	30,83	30,83	0%	-1%
7	37,45	37,07	37,07	0%	-1%
8	43,85	42,48	42,48	0%	-3%
9	45,88	41,51	41,51	0%	-10%
10	50,13	41,25	41,25	0%	-18%
11	48,5	42,25	42,25	0%	-13%
12	48,3	42,18	42,18	0%	-13%
13	50,51	46,63	46,63	0%	-8%
14	46,04	29,29	29,29	0%	-36%
15	45,02	39,27	39,27	0%	-13%
16	44,3	40,42	40,42	0%	-9%
17	44,6	40,72	40,72	0%	-9%
18	50,5	46,62	46,62	0%	-8%
19	53	51,62	51,62	0%	-3%
20	55,02	55,39	55,39	0%	1%
21	54,76	52,71	56,46	7%	3%
22	54,65	52,52	55,02	5%	1%
23	50,51	46,79	46,79	0%	-7%
24	45,5	38,73	38,73	0%	-15%
Média	45,59	39,89	40,38	1,43%	-11,67%

Como se pode verificar e como já foi explicado anteriormente, optou-se por, para cada hora de cada dia simulado, retirar a taxa de variação dos preços de 2020 com veículos elétricos, em relação aos de 2020 sem veículos elétricos e aos de 2011. As colunas do lado direito da tabela apresentam exatamente essas variações. Estes resultados foram retirados uma vez que, fazer simplesmente médias de variações para os dias iriam, de alguma forma, mascarar os verdadeiros impactos nos preços causados pela integração dos veículos elétricos no parque automóvel.

Atentando primeiramente nas colunas com os preços de mercado, verifica-se que os preços para 2011 oscilam com uma média de 45,59€/MWh, enquanto que os de 2020 (para ambos os casos), oscilam em torno dos 40€/MWh. Ou seja, denota-se uma diminuição dos preços de mercado em 2020, face aos atuais, para este dia. Isto é consequência direta da

inclusão de novas propostas relativas às novas capacidades instaladas, previstas para 2020. De facto, recordando as considerações tidas para esse caso, foram considerados mais cerca de 6000 MW de capacidade renovável instalada. Ora, tendo em conta que essa capacidade é oferecida a 0€/MWh, então conclui-se que a baixa nos preços é viável. É ainda de salientar que os preços obtidos para 2020 constituem previsões de preços finais, ou seja, de preços de fecho do mercado, considerando propostas complexas. Para além disso, relembra-se que foram considerados, para cada hora do dia 4 de Janeiro de 2020, os mesmos desvios que os registados para o mesmo dia, em 2011. Ou seja, caso isso não fosse considerado, poder-se-ia vir a concluir que os preços seriam ainda mais baixos.

Comparando os preços obtidos pelo programa para o ano de 2011, com aqueles obtidos através da página web do OMIE (e apresentados na Tabela 6.2.), verifica-se, uma vez mais, o correto funcionamento do programa.

No que toca à variação dos preços de 2020 com veículos elétricos, face a 2020 sem veículos elétricos, conclui-se que, apenas nas horas em que existem carregamentos de veículos, são expectáveis mudanças nos preços da energia elétrica, uma vez que a procura é maior (devido à quantidade extra de energia elétrica necessária ao carregamento dos veículos elétricos). Porém, é de ressaltar que, dentro desses períodos de carregamento, existem horas (como por exemplo, a hora 23 e 24) durante as quais não existem alterações nos preços. Tal sucede porque, de facto, uma ligeira mudança na quantidade procurada não acarreta, necessariamente, alterações no preço de fecho do mercado, uma vez que podem existir mais que uma proposta de energia com o mesmo preço. Nesse caso, uma proposta que não foi aceite quando não há carregamentos de veículos elétricos, pode ser aceite quando há, alterando a quantidade de energia negociada, porém o preço permanece constante.

Pela análise da tabela anterior, verifica-se que a maior variação ocorre para a hora 1, sendo de 14%. Ressalva-se que, tal como inicialmente pensado, caso se apresentasse apenas a média das variações diárias, nunca se suporia uma variação horária com esta amplitude, porque o valor médio é apenas de 1,43%.

Considerando, por fim, os valores da última coluna, verifica-se que, à exceção das três primeiras horas do período de carregamento (horas 20, 21 e 22), para todas as horas, as variações registadas são negativas, o que pressupõem uma redução dos preços, já devidamente comentada. Há a destacar, de facto, as horas 20, 21 e 22, pelo simples facto de contrariarem a tendência geral do dia e assinalarem o impacto dos veículos elétricos. Isto é, para este período de carregamento, apesar da tendência de os preços em 2020 baixarem face aos de 2011, a quantidade de energia requerida para carregar as baterias dos veículos elétricos fez com que, para estas 3 horas consideradas ainda de ponta, os preços de 2020 fossem superiores aos de 2011. Este impacto não é muito significativo, uma vez que a alteração verificada é, no máximo, de 3%, porém, é expectável que, para penetrações de veículos elétricos maiores, o impacto venha a aumentar.

Atentando ainda nos dados desta última coluna, realça-se que, apesar do valor médio ser de cerca de -12%, para a hora 2 deste dia, verificou-se uma redução no preço de 60%, o que é de facto bastante significativo, tendo especialmente em conta que essa hora ainda pertence ao período de carregamento.

6.4.2.1.2. Quantidade de Veículos Elétricos - Cenário MERGE 2

Após a realização do estudo anterior, passou-se à análise dos impactos no diagrama de cargas para o cenário de quantidade de veículos elétricos MERGE 2. Os resultados da simulação realizada apresentam-se na Figura 6.7..

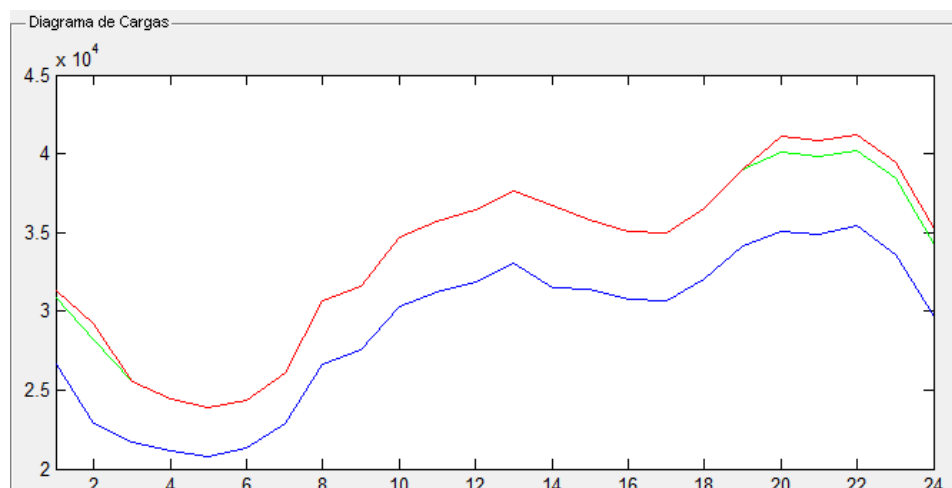


Figura 6.7 - Resultados do programa para o cenário simulado - Diagrama de Carga.

Como se pode verificar uma vez mais, o diagrama de cargas de 2011 corresponde exatamente ao diagrama observado na Figura 6.3.. Os diagramas referentes a 2020 diferenciam-se do de 2011 pelo aumento do consumo, que é exatamente igual ao registado no cenário anterior.

Para além disso, realça-se ainda que o uma vez mais, os diagramas de cargas referentes a 2020 apenas se diferenciam no período de carregamento. As diferenças entre os dois registam-se, uma vez mais, ao nível da quantidade de energia, uma vez que o diagrama a vermelho acrescenta a quantidade de energia necessária para o carregamento dos veículos elétricos, face ao diagrama a verde. É de realçar que, face ao cenário anterior, esta diferença é superior, refletindo a maior quantidade de veículos elétricos do cenário MERGE 2, face ao cenário MERGE 1.

Caso o cenário MERGE 2 se verifique, o impacto que haverá nos preços, para este cenário de carregamento, apresenta-se na Tabela 6.4..

Tabela 6.4 — Resultados do programa para o cenário simulado - Preços - MERGE 2.

Hora	Preços 2011	Preços 2020 Sem VE	Preços 2020 Com VE	Variação 2020 Sem VE - 2020 com VE	Variação 2020 com VE - 2011
1	45,66	29,42	45,50	55%	0%
2	42,50	15,60	20,76	33%	-51%
3	37,54	28,05	28,05	0%	-25%
4	37,45	35,58	35,58	0%	-5%
5	31,21	30,41	30,41	0%	-3%
6	31,21	30,83	30,83	0%	-1%
7	37,45	37,07	37,07	0%	-1%
8	43,85	42,48	42,48	0%	-3%
9	45,88	41,51	41,51	0%	-10%
10	50,13	41,25	41,25	0%	-18%
11	48,50	42,25	42,25	0%	-13%
12	48,30	42,18	42,18	0%	-13%
13	50,51	46,63	46,63	0%	-8%
14	46,04	29,29	29,29	0%	-36%
15	45,02	39,27	39,27	0%	-13%
16	44,30	40,42	40,42	0%	-9%
17	44,60	40,72	40,72	0%	-9%
18	50,50	46,62	46,62	0%	-8%
19	53,00	51,62	51,62	0%	-3%
20	55,02	55,39	55,39	0%	1%
21	54,76	52,71	56,46	7%	3%
22	54,65	52,52	55,02	5%	1%
23	50,51	46,79	46,79	0%	-7%
24	45,50	38,73	39,98	3%	-12%
Média	45,59	39,89	41,09	4,28%	-10,09%

Como se pode verificar e como seria expectável, os valores dos preços de 2011 e os de 2020 sem veículos elétricos são exatamente iguais aos obtidos na simulação anterior.

No que toca à média dos preços de 2020 com veículos elétricos, verifica-se que a mesma é superior à anterior.

Quanto à variação dos preços de 2020 com veículos elétricos face a 2020 sem veículos elétricos verifica-se, uma vez mais que apenas é não nula para os períodos de carregamento, sendo que nalgumas horas dos mesmos é nula, tal como já havia acontecido. Em média verifica-se que o valor dos preços de 2020 com veículos elétricos aumenta em cerca de 4,3%, face aos preços sem os veículos elétricos. Mais uma vez, este valor médio mascara as reais

variações, uma vez que, só com base nessa informação não se extrapolaria que na hora 1, o aumento do preço é de 55%.

Verifica-se ainda que, para todas as horas, à exceção da hora 23, os preços em 2020 com veículos elétricos são superiores aos preços em 2020 com veículos elétricos obtidos na simulação anterior. Tal facto era expectável, uma vez que a quantidade negocia é também superior, devido à maior carga do sistema, para comportar o carregamento dos veículos elétricos.

No que toca à variação dos preços de 2020 com veículos elétricos, face a 2011, verifica-se que, quer a média quer os valores horários são menores, em módulo, que os verificados na simulação anterior. Tal facto deve-se ao aumento dos preços registados para 2020. De facto, aumentando os preços de 2020 face ao cenário anterior e mantendo-se constantes os preços de 2011, então a descida de preços verificada é menor que a verificada no cenário anterior.

6.4.2.1.3. Quantidade de Veículos Elétricos - Cenário MERGE 3

A Figura 6.8. apresenta os resultados obtidos para os diagramas de carga, no caso de a penetração de veículos elétricos ser igual à expectável no cenário MERGE 3.

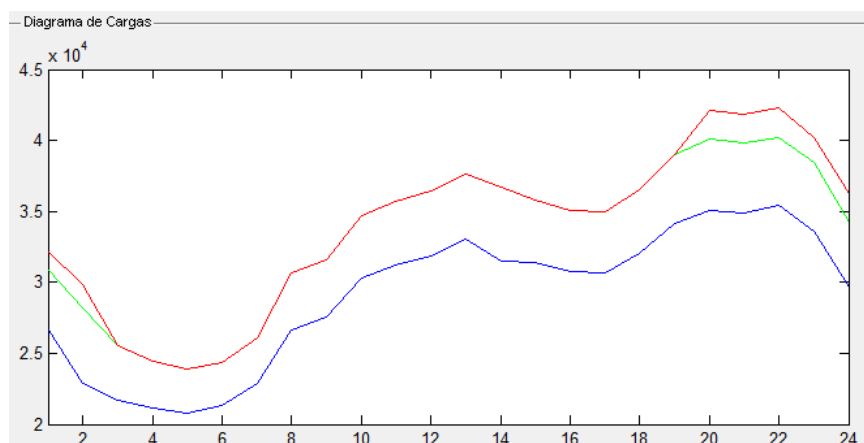


Figura 6.8 - Resultados do programa para o cenário simulado - Diagrama de Carga.

As conclusões retiradas anteriormente para o cenário de quantidade de veículos elétricos MERGE 2 são igualmente válidas neste caso. Realmente, observando a figura anterior, verifica-se que os diagramas de cargas referentes a 2020 apenas diferem entre si nas horas correspondentes aos períodos de carregamento. Para além disso, a diferença entre eles é, neste caso, superior à diferença registada para o cenário MERGE 2 e para o cenário MERGE 1, pelo simples facto de o cenário MERGE 3 considerar uma penetração de veículos elétricos superior à dos outros dois cenários MERGE.

Ou seja, conclui-se que, para este cenário de penetração e de período de carregamento, os valores da ponta do diagrama são bastante superiores às do caso em que não existem veículos elétricos. Este facto pode originar problemas na gestão do sistema, caso o mesmo não seja cuidadosamente planeado, bem como pode levar a alterações nos preços da energia elétrica. De facto, para horas de ponta, os preços são tendencialmente superiores aos das

restantes horas, pelo que se conclui que aumentando a procura de energia nessas horas, os preços da energia serão, naturalmente superiores.

Os resultados obtidos depois desta simulação para o impacto nos preços apresentam-se na Tabela 6.5., apresentada de seguida.

Tabela 6.5 – Resultados do programa para o cenário simulado - Preços - MERGE 3.

Hora	Preços 2011	Preços 2020 Sem VE	Preços 2020 Com VE	Variação 2020 Sem VE - 2020 com VE	Variação 2020 com VE - 2011
1	45,66	29,42	49,66	69%	9%
2	42,50	15,60	30,58	96%	-28%
3	37,54	28,05	28,05	0%	-25%
4	37,45	35,58	35,58	0%	-5%
5	31,21	30,41	30,41	0%	-3%
6	31,21	30,83	30,83	0%	-1%
7	37,45	37,07	37,07	0%	-1%
8	43,85	42,48	42,48	0%	-3%
9	45,88	41,51	41,51	0%	-10%
10	50,13	41,25	41,25	0%	-18%
11	48,50	42,25	42,25	0%	-13%
12	48,30	42,18	42,18	0%	-13%
13	50,51	46,63	46,63	0%	-8%
14	46,04	29,29	29,29	0%	-36%
15	45,02	39,27	39,27	0%	-13%
16	44,30	40,42	40,42	0%	-9%
17	44,60	40,72	40,72	0%	-9%
18	50,50	46,62	46,62	0%	-8%
19	53,00	51,62	51,62	0%	-3%
20	55,02	55,39	55,55	0%	1%
21	54,76	52,71	56,62	7%	3%
22	54,65	52,52	55,18	5%	1%
23	50,51	46,79	50,41	8%	0%
24	45,50	38,73	43,89	13%	-4%
Média	45,59	39,89	42,00	8,28%	-8,06%

Como se pode verificar e como seria expectável, os valores dos preços de 2011 e os de 2020 sem veículos elétricos são exatamente iguais aos obtidos nas simulações anteriores.

No que toca aos preços de 2020 com veículos elétricos verifica-se um aumento dos mesmos, face aos obtidos nas simulações anteriores, uma vez que refletem, naturalmente, o

aumento da procura de energia elétrica. Este aumento verifica-se apenas nas horas referentes ao período de carregamento.

Comparando os preços de 2020, para os dois cenários (com e sem VE), verifica-se que, em média, os preços aumentam cerca de 8,3%, sendo que os aumentos se situam apenas nas horas referentes ao período de carregamento. Comparando esses aumentos com os casos registados para os cenários anteriores, verifica-se que, para este caso, todas as horas entre as 20h e as 2h registam um aumento no preço da eletricidade, sendo que este aumento é maior para a hora 2, no qual o preço praticamente duplica.

Comparando os preços previstos para 2020 com veículos elétricos com os preços registados em 2011, conclui-se que, em média, a redução dos preços é de cerca de 8%, sendo inferior à redução verificada para os dois cenários anteriores. Este facto justifica-se pela subida dos preços registada para 2020.

6.4.2.2. Cenário de Carregamento 2 - Pré-definido 0h

Este cenário de carregamento pretende simular o cenário de tarifação bi-horária, o qual, através da criação de uma tarifa de baixo custo para horas de vazio, faria com que os utilizadores de veículos elétricos se sentissem atraídos para os carregarem nessas horas.

6.4.2.2.1. Quantidade de Veículos Elétricos - Cenário MERGE 1

A Figura 6.9. apresenta os diagramas de cargas obtidos para o dia 4 de Janeiro, considerando o cenário MERGE 1 para a quantidade de veículos elétricos e considerando o período de carregamento iniciado às 0h.

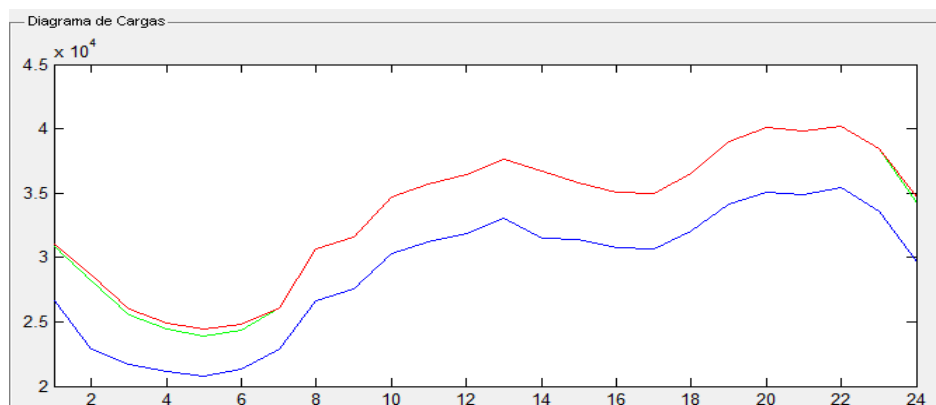


Figura 6.9 - Resultados do programa para o cenário simulado - Diagrama de Carga.

Tal como se verificou para o cenário MERGE 1, as alterações no diagrama de cargas não são muito significativas, uma vez que a quantidade de energia necessária para o carregamento dos veículos elétricos é relativamente pequena, já que a quantidade de veículos elétricos prevista é relativamente reduzida (quando comparada com o número total de veículos no parque automóvel).

Desta vez, verifica-se que a ponta do diagrama não é alterada, uma vez que o carregamento dos veículos elétricos foi movido para horas de vazio. Esta estratégia permitiria, caso a quantidade de energia necessária para o referido carregamento fosse

maior, criar um certo alisamento no vale existente no diagrama de cargas, para o período entre as 2h e as 8h.

A Tabela 6.6. apresenta os resultados obtidos nesta simulação, ao nível dos preços.

Tabela 6.6 – Resultados do programa para o cenário simulado - Preços - MERGE 1.

Hora	Preços 2011	Preços 2020 Sem VE	Preços 2020 Com VE	Variação 2020 Sem VE - 2020 com VE	Variação 2020 com VE - 2011
1	45,66	29,42	33,67	14%	-26%
2	42,50	15,60	16,85	8%	-60%
3	37,54	28,05	28,05	0%	-25%
4	37,45	35,58	35,58	0%	-5%
5	31,21	30,41	30,42	0%	-3%
6	31,21	30,83	30,83	0%	-1%
7	37,45	37,07	37,07	0%	-1%
8	43,85	42,48	42,48	0%	-3%
9	45,88	41,51	41,51	0%	-10%
10	50,13	41,25	41,25	0%	-18%
11	48,50	42,25	42,25	0%	-13%
12	48,30	42,18	42,18	0%	-13%
13	50,51	46,63	46,63	0%	-8%
14	46,04	29,29	29,29	0%	-36%
15	45,02	39,27	39,27	0%	-13%
16	44,30	40,42	40,42	0%	-9%
17	44,60	40,72	40,72	0%	-9%
18	50,50	46,62	46,62	0%	-8%
19	53,00	51,62	51,62	0%	-3%
20	55,02	55,39	55,39	0%	1%
21	54,76	52,71	52,71	0%	-4%
22	54,65	52,52	52,52	0%	-4%
23	50,51	46,79	46,79	0%	-7%
24	45,50	38,73	38,73	0%	-15%
Média	45,59	39,89	40,12	0,94%	-12,14%

Como se pode verificar, os preços de 2011 permanecem inalterados durante todas as simulações, o que prova que o programa se encontra a funcionar corretamente.

No que toca aos preços para 2020 sem se considerar a existência de veículos elétricos, estes encontram-se sem alterações face aos previstos nas simulações anteriores.

O valor médio dos preços previstos para 2020 com veículos elétricos é de cerca de 40,12€/MWh, ou seja, é ligeiramente inferior ao obtido para a média dos preços obtidos, com este mesmo cenário de quantidade de VE, mas com um período de carregamento que se iniciava às 20h.

No que toca à comparação dos preços referentes ao ano de 2020, verifica-se que o cenário com veículos elétricos se distingue do cenário sem veículos elétricos apenas na hora 1 e 2. De facto, estas duas horas são as únicas que apresentam variações diferentes de zero. Tal deve-se à pequena alteração verificada na procura, devido ao apenas ligeiro aumento da quantidade de energia necessária para o carregamento dos veículos elétricos.

Quanto à variação dos preços de 2020 com veículos elétricos face aos preços de 2011, o seu valor médio aponta para uma redução de 12% nos preços, sendo que a máxima redução ocorre às 2h, tal como no cenário das 20h simulado com esta quantidade de veículos elétricos. A amplitude dessa redução é de 60%, tal como anteriormente. Para além disso, ao contrário do que foi observado na Secção 6.4.2.1.1., verifica-se que apenas para uma hora (hora 20h) existe um aumento do preço da eletricidade face a 2011.

Conclui-se, portanto, que o impacto nos preços é ligeiramente melhor quando se inicia o carregamento às 0h, ao invés de às 20h, para este cenário de penetração de veículos elétricos. De facto, verifica-se que a redução nos preços é, em geral, maior face à redução verificada na Secção 6.4.2.1.1., bem como se verifica que, no geral, os preços em 2020 não se alteram significativamente, caso se considerem, ou não, veículos elétricos.

6.4.2.2.2. Quantidade de Veículos Elétricos - Cenário MERGE 2

Tal como aconteceu anteriormente, seguem-se, na Figura 6.10., os resultados para os diagramas de carga obtidos na simulação que considera a quantidade de veículos elétricos MERGE 2.

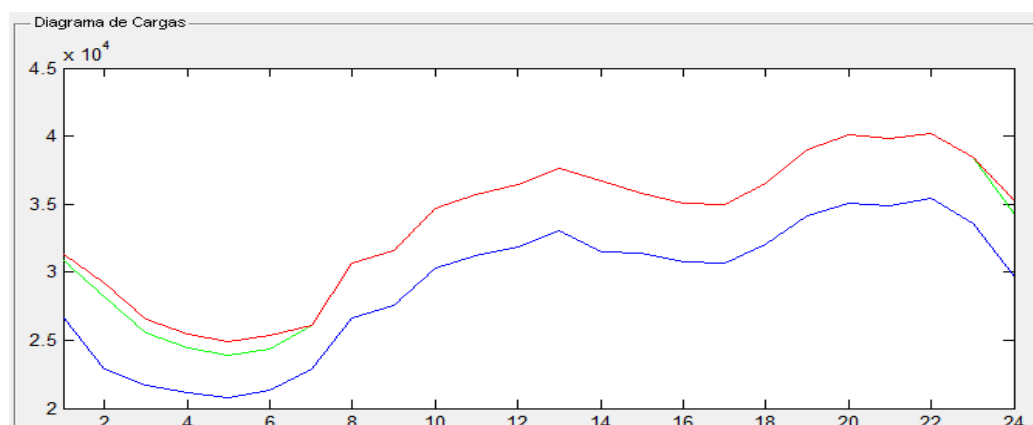


Figura 6.10 - Resultados do programa para o cenário simulado - Diagrama de Carga.

Tal como aconteceu da passagem do cenário MERGE 1 para MERGE 2, quando se considerava que o período de carregamento se iniciava às 20h, neste caso, observa-se que a única alteração existente é amplitude da diferença entre as curvas, que se deve, exclusivamente, a um aumento na quantidade de energia necessária para o carregamento dos veículos elétricos.

Neste caso, já se percebe mais facilmente o objetivo do sistema de tarifação bi-horária, uma vez que o período de vazio já se encontra mais preenchido com carga, em relação ao que ocorria na simulação anterior.

Tal como nas vezes anteriores, foi analisado o impacto deste cenário nos preços da eletricidade, apresentando-se os resultados dessa análise na Tabela 6.7..

Tabela 6.7 – Resultados do programa para o cenário simulado - Preços - MERGE 2.

Hora	Preços 2011	Preços 2020 Sem VE	Preços 2020 Com VE	Variação 2020 Sem VE - 2020 com VE	Variação 2020 com VE - 2011
1	45,66	29,42	45,50	55%	0%
2	42,50	15,60	20,76	33%	-51%
3	37,54	28,05	28,05	0%	-25%
4	37,45	35,58	35,58	0%	-5%
5	31,21	30,41	30,54	0%	-2%
6	31,21	30,83	30,83	0%	-1%
7	37,45	37,07	37,07	0%	-1%
8	43,85	42,48	42,48	0%	-3%
9	45,88	41,51	41,51	0%	-10%
10	50,13	41,25	41,25	0%	-18%
11	48,50	42,25	42,25	0%	-13%
12	48,30	42,18	42,18	0%	-13%
13	50,51	46,63	46,63	0%	-8%
14	46,04	29,29	29,29	0%	-36%
15	45,02	39,27	39,27	0%	-13%
16	44,30	40,42	40,42	0%	-9%
17	44,60	40,72	40,72	0%	-9%
18	50,50	46,62	46,62	0%	-8%
19	53,00	51,62	51,62	0%	-3%
20	55,02	55,39	55,39	0%	1%
21	54,76	52,71	52,71	0%	-4%
22	54,65	52,52	52,52	0%	-4%
23	50,51	46,79	46,79	0%	-7%
24	45,50	38,73	39,98	3%	-12%
Média	45,59	39,89	40,83	3,81%	-10,55%

No que toca à média dos preços de 2020 com veículos elétricos, verifica-se que a mesma é superior à obtida na simulação anterior, tal como era expectável. Verifica-se ainda que a média é inferior à obtida para o caso em que o carregamento se iniciava às 20h.

Quanto ao estudo das variações de preços de 2020 com veículos elétricos face a 2020 sem veículos elétricos, conclui-se que a média baixou relativamente ao caso em que o carregamento se iniciava às 20h. De facto, o que acontece é que, para as horas 20, 21, 22 e 23, como não existem veículos elétricos, as quantidades negociadas são as mesmas e, como tal, os preços igualam-se. Quanto às horas 1 e 2, verifica-se que a variação é a mesma que a verificada para o carregamento iniciado às 20h porque a quantidade negociada em excesso para alimentar o carregamento dos veículos é a mesma.

No que toca à variação dos preços de 2020 com veículos elétricos, face a 2011, verifica-se que, à semelhança do que aconteceu na simulação anterior, apenas numa hora de ponta (20h) se dá um aumento dos preços em 2020, sendo que nas restantes horas permanece igual, apenas alterando-se ligeiramente nas horas 5 e 6.

6.4.2.2.3. Quantidade de Veículos Elétricos - Cenário MERGE 3

Após a simulação do cenário MERGE 2, procedeu-se à realização da simulação para o cenário MERGE 3. Os diagramas de carga obtidos nessa simulação apresentam-se de seguida, na Figura 6.11..

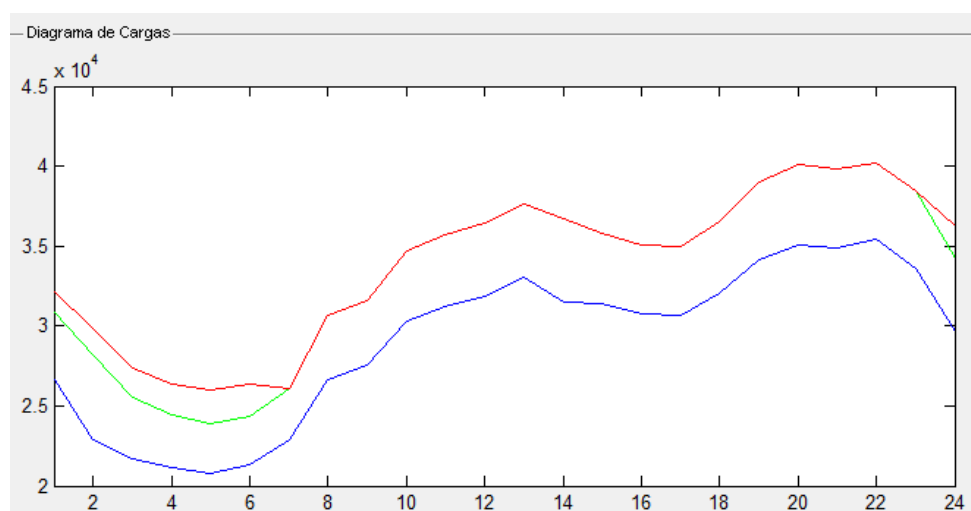


Figura 6.11 - Resultados do programa para o cenário simulado - Diagrama de Carga.

Como a quantidade de veículos elétricos neste cenário MERGE é a mais elevada de todos os cenários aqui simulados, os impactos no diagrama de cargas são os mais significativos, tal como se verificou na Secção 6.4.2.2.3.. De facto, com a observação deste diagrama de cargas se percebe que, caso os veículos elétricos carreguem num horário semelhante ao período de carregamento sugerido nesta simulação, tal poderá ser uma boa solução para se tentar tornar o diagrama de cargas diário mais retangular.

Uma vez mais se destaca que as pontas do diagrama não são afetadas pelo carregamento dos veículos elétricos.

Os resultados obtidos nesta simulação para o impacto nos preços apresentam-se na Tabela 6.8., apresentada de seguida.

Tabela 6.8 — Resultados do programa para o cenário simulado - Preços - MERGE 3.

Hora	Preços 2011	Preços 2020 Sem VE	Preços 2020 Com VE	Variação 2020 Sem VE - 2020 com VE	Variação 2020 com VE - 2011
1	45,66	29,42	49,66	69%	9%
2	42,50	15,60	30,58	96%	-28%
3	37,54	28,05	28,66	2%	-24%
4	37,45	35,58	36,09	1%	-4%
5	31,21	30,41	30,54	0%	-2%
6	31,21	30,83	30,83	0%	-1%
7	37,45	37,07	37,07	0%	-1%
8	43,85	42,48	42,48	0%	-3%
9	45,88	41,51	41,51	0%	-10%
10	50,13	41,25	41,25	0%	-18%
11	48,50	42,25	42,25	0%	-13%
12	48,30	42,18	42,18	0%	-13%
13	50,51	46,63	46,63	0%	-8%
14	46,04	29,29	29,29	0%	-36%
15	45,02	39,27	39,27	0%	-13%
16	44,30	40,42	40,42	0%	-9%
17	44,60	40,72	40,72	0%	-9%
18	50,50	46,62	46,62	0%	-8%
19	53,00	51,62	51,62	0%	-3%
20	55,02	55,39	55,39	0%	1%
21	54,76	52,71	52,71	0%	-4%
22	54,65	52,52	52,52	0%	-4%
23	50,51	46,79	46,79	0%	-7%
24	45,50	38,73	43,89	13%	-4%
Média	45,59	39,89	41,62	7,59%	-8,73%

Uma vez mais verifica-se que os resultados obtidos neste cenário são piores que os resultados obtidos no cenário MERGE 1 e MERGE 2, uma vez que a quantidade negociada é maior, por razões já explicadas.

Há a destacar, face aos resultados obtidos aquando da simulação deste cenário, mas com o período de carregamento a iniciar-se às 20h, que as variações dos preços de 2020 com veículos elétricos face aos preços de 2020 sem veículos elétricos e as variações dos preços de

2020 face aos de 2011 seguem as mesmas conclusões que as apresentadas na secção imediatamente anterior.

6.4.2.3. *Cenário de Carregamento 3 -> à chegada ao trabalho e à chegada a casa*

Tirando partido das funcionalidades desenvolvidas para o programa de simulação utilizado, construiu-se um terceiro cenário de carregamento que tentava reproduzir, de algum modo, os padrões do quotidiano português e espanhol. É natural, nestes dois países, que a chegada a casa após um dia de trabalho ocorra entre as 18h e as 20h, enquanto que a chegada ao trabalho ocorra entre as 8h e as 9h.

Com base nestes dados e ainda pressupondo a existência de uma tarifação bi-horária, criou-se um cenário caracterizado pelos seguintes pressupostos:

- 40% dos veículos elétricos existentes no parque automóvel iniciam o carregamento assim que chegam a casa, às 19 horas;
- 40% dos veículos elétricos existentes no parque automóvel iniciam o carregamento a partir das 0h, para aproveitar os preços mais baixos na energia elétrica;
- 20% dos veículos elétricos existentes carrega assim que chegam ao trabalho, pelas 9h da manhã.

6.4.2.3.1. *Quantidade de Veículos Elétricos - Cenário MERGE 1*

Para este cenário, obtiveram-se os resultados apresentados na Figura 6.12. e na Tabela 6.9..

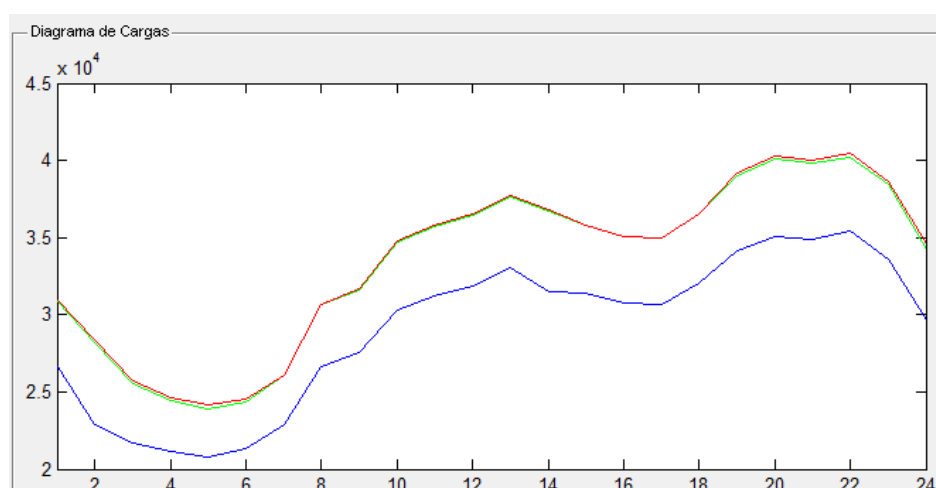


Figura 6.12 - Resultados do programa para o cenário simulado - Diagrama de Carga.

Tabela 6.9 – Resultados do programa para o cenário simulado - Preços - MERGE 1.

Hora	Preços 2011	Preços 2020 Sem VE	Preços 2020 Com VE	Variação 2020 Sem VE - 2020 com VE	Variação 2020 com VE - 2011
1	45,66	29,42	33,42	14%	-27%
2	42,50	15,60	16,85	8%	-60%
3	37,54	28,05	28,05	0%	-25%
4	37,45	35,58	35,58	0%	-5%
5	31,21	30,41	30,41	0%	-3%
6	31,21	30,83	30,83	0%	-1%
7	37,45	37,07	37,07	0%	-1%
8	43,85	42,48	42,48	0%	-3%
9	45,88	41,51	41,51	0%	-10%
10	50,13	41,25	41,25	0%	-18%
11	48,50	42,25	42,25	0%	-13%
12	48,30	42,18	42,18	0%	-13%
13	50,51	46,63	46,63	0%	-8%
14	46,04	29,29	29,29	0%	-36%
15	45,02	39,27	39,27	0%	-13%
16	44,30	40,42	40,42	0%	-9%
17	44,60	40,72	40,72	0%	-9%
18	50,50	46,62	46,62	0%	-8%
19	53,00	51,62	51,62	0%	-3%
20	55,02	55,39	55,39	0%	1%
21	54,76	52,71	53,99	2%	-1%
22	54,65	52,52	55,02	5%	1%
23	50,51	46,79	46,79	0%	-7%
24	45,50	38,73	38,73	0%	-15%
Média	45,59	39,89	40,26	1,20%	-11,88%

Como se pode verificar, o impacto deste cenário no diagrama de cargas é pouco significativo, uma vez que, para além da quantidade de energia necessária para o carregamento dos veículos elétricos ser reduzida, encontra-se ainda bastante dispersa em termos horários.

Em termos de preços, verifica-se que existe uma redução substancial dos preços de 2020 com veículos elétricos face aos preços de 2011. A redução média é de cerca de 12%, sendo mais acentuada no período entre a 1 e as 3 horas, apesar da existência de veículos em carregamento nessa altura.

6.4.2.3.2. Quantidade de Veículos Elétricos - Cenário MERGE 2

Os resultados obtidos na simulação do cenário MERGE 2 encontram-se na Figura 6.13. e na Tabela 6.10..

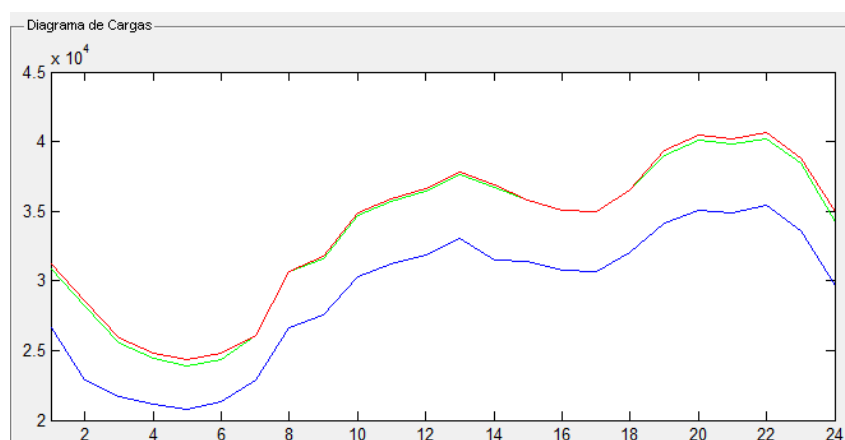


Figura 6.13 - Resultados do programa para o cenário simulado - Diagrama de Carga.

Tabela 6.10 — Resultados do programa para o cenário simulado - Preços - MERGE 2.

Hora	Preços 2011	Preços 2020 Sem VE	Preços 2020 Com VE	Variação 2020 Sem VE - 2020 com VE	Variação 2020 com VE - 2011
1	45,66	29,42	37,42	27%	-18%
2	42,50	15,60	16,85	8%	-60%
3	37,54	28,05	28,05	0%	-25%
4	37,45	35,58	35,58	0%	-5%
5	31,21	30,41	30,41	0%	-3%
6	31,21	30,83	30,83	0%	-1%
7	37,45	37,07	37,07	0%	-1%
8	43,85	42,48	42,48	0%	-3%
9	45,88	41,51	41,51	0%	-10%
10	50,13	41,25	41,25	0%	-18%
11	48,50	42,25	43,50	3%	-10%
12	48,30	42,18	43,43	3%	-10%
13	50,51	46,63	46,63	0%	-8%
14	46,04	29,29	29,29	0%	-36%
15	45,02	39,27	39,27	0%	-13%
16	44,30	40,42	40,42	0%	-9%
17	44,60	40,72	40,72	0%	-9%
18	50,50	46,62	46,62	0%	-8%
19	53,00	51,62	55,37	7%	4%
20	55,02	55,39	55,39	0%	1%

21	54,76	52,71	56,46	7%	3%
22	54,65	52,52	55,02	5%	1%
23	50,51	46,79	46,79	0%	-7%
24	45,50	38,73	38,98	1%	-14%
Média	45,59	39,89	40,80	2,54%	-10,79%

Como seria expectável, os resultados obtidos neste segundo cenário de quantidade de veículos elétricos são piores que os resultados obtidos na simulação anterior, uma vez que a quantidade de energia necessária é maior.

6.4.2.3.3. Quantidade de Veículos Elétricos - Cenário MERGE 3

Para finalizar a análise deste dia típico de inverno, correu-se o programa para a quantidade de veículos elétricos considerada no cenário MERGE 3, obtendo-se os resultados apresentados na Figura 6.14. e na Tabela 6.11..

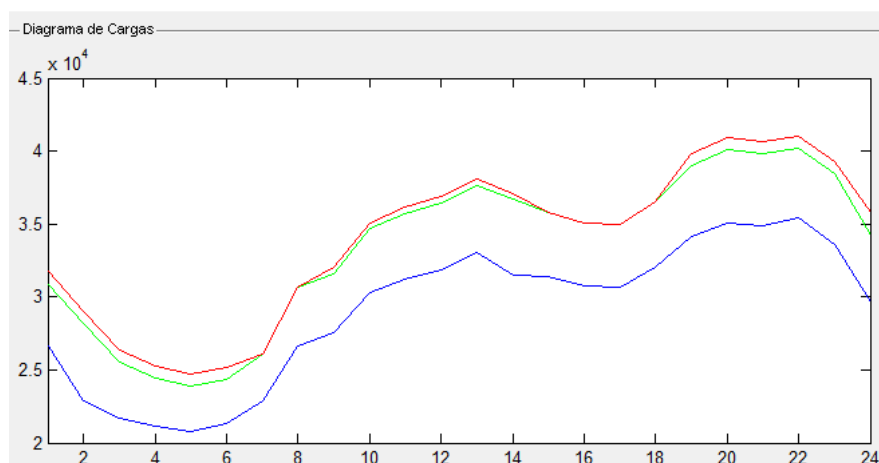


Figura 6.14 - Resultados do programa para o cenário simulado - Diagrama de Carga.

Tabela 6.11 — Resultados do programa para o cenário simulado - Preços - MERGE 3.

Hora	Preços 2011	Preços 2020 Sem VE	Preços 2020 Com VE	Variação 2020 Sem VE - 2020 com VE	Variação 2020 com VE - 2011
1	45,66	29,42	48,15	64%	5%
2	42,50	15,60	17,01	9%	-60%
3	37,54	28,05	28,05	0%	-25%
4	37,45	35,58	35,58	0%	-5%
5	31,21	30,41	30,42	0%	-3%
6	31,21	30,83	30,83	0%	-1%
7	37,45	37,07	37,07	0%	-1%
8	43,85	42,48	42,48	0%	-3%
9	45,88	41,51	41,52	0%	-10%
10	50,13	41,25	41,25	0%	-18%
11	48,50	42,25	44,62	6%	-8%
12	48,30	42,18	44,55	6%	-8%
13	50,51	46,63	46,79	0%	-7%
14	46,04	29,29	29,67	1%	-36%
15	45,02	39,27	39,27	0%	-13%
16	44,30	40,42	40,42	0%	-9%
17	44,60	40,72	40,72	0%	-9%
18	50,50	46,62	46,62	0%	-8%
19	53,00	51,62	55,37	7%	4%
20	55,02	55,39	55,39	0%	1%
21	54,76	52,71	56,46	7%	3%
22	54,65	52,52	55,02	5%	1%
23	50,51	46,79	46,79	0%	-7%
24	45,50	38,73	43,73	13%	-4%
Média	45,59	39,89	41,57	4,90%	-9,12%

A nível do diagrama de cargas, pode-se verificar que, ao ser diluído no tempo a concentração de veículos elétricos em carregamento, os impactos na ponta e nas horas de cheia são diminuídos, face aos cenários de períodos de carregamento experimentados até esta fase.

Em relação aos preços, verifica-se que os resultados aqui obtidos, em termos médios, são melhores que nos outros dois cenários de períodos de carregamento simulados. Tal deve-se ao facto de este cenário, de alguma forma, juntar os impactos do cenário iniciado às 20 horas (nos 40% dos veículos elétricos carregados a partir das 19 horas), com os impactos do cenário iniciado às 0 horas (nos 40% dos veículos elétricos carregados a partir das 0 horas).

6.4.3. Dia típico de Verão

O dia escolhido para simular um cenário típico de Verão foi o dia 3 de Agosto. A Figura 6.15. apresenta o diagrama de cargas observado neste dia de 2011, retirado da página web do OMIE.

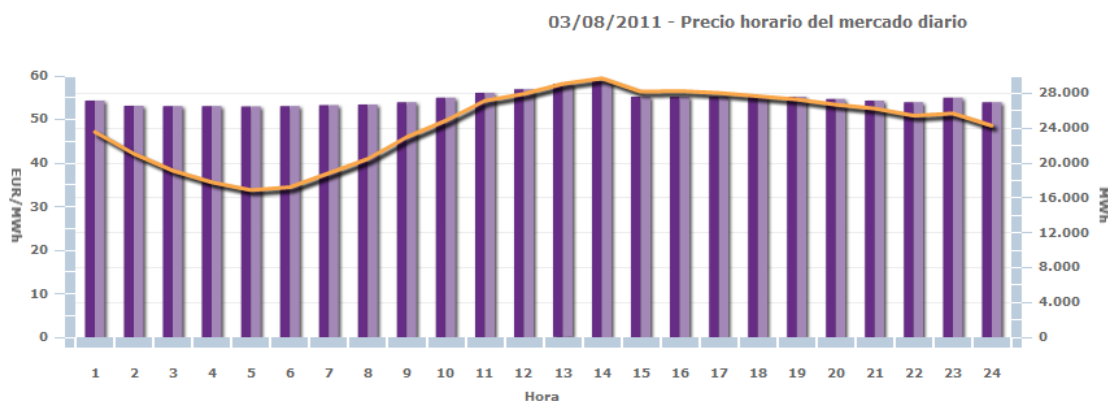


Figura 6.15 - Resultados do mercado [8].

Como se pode observar na figura anterior, a ponta do diagrama ocorre às 15h, sendo de aproximadamente 30000 MWh. Esta hora de pico no diagrama deve-se, provavelmente, ao consumo devido ao equipamento de ar condicionado, sendo que às 14h é o período mais quente do dia.

Comparando este diagrama com o obtido para o dia 4 de Janeiro de 2011, verifica-se que, para além de a ponta ocorrer para uma hora diferente, é ainda de valor menor

Uma vez mais se verifica que, para este dia, nunca ocorre *market splitting*, uma vez que os preços em Portugal e em Espanha são sempre iguais.

A Tabela 6.12. apresenta os preços horários para este dia.

Tabela 6.12 – Resultados do mercado [8].

Hora	Preço em Portugal (€/MWh)	Preço em Espanha (€/MWh)
1	54,35	54,35
2	53,10	53,10
3	53,05	53,05
4	53,03	53,03
5	52,96	52,96
6	53,03	53,03
7	53,25	53,25
8	53,45	53,45
9	53,95	53,95
10	55,00	55,00
11	56,10	56,10
12	56,93	56,93
13	58,17	58,17
14	58,80	58,80
15	55,23	55,23
16	55,23	55,23
17	55,23	55,23
18	55,23	55,23
19	55,23	55,23
20	54,68	54,68
21	54,35	54,35
22	53,95	53,95
23	55,00	55,00
24	53,95	53,95

Comparando os valores aqui apresentados com os da Tabela 6.2., verifica-se que, em geral, os preços da eletricidade no dia 3 de Agosto são mais elevados que os preços em 4 de Janeiro. Tal pode dever-se à pouca hidraulicidade neste período do ano, reduzindo a produção hídrica disponível, tendencialmente mais barata que as tecnologias térmicas.

6.4.3.1. Cenário de Carregamento 1- Pré-definido às 20h

6.4.3.1.1. Quantidade de Veículos Elétricos - Cenário MERGE 1

A Figura 6.16. apresenta os diagramas de cargas obtidos para esta simulação.

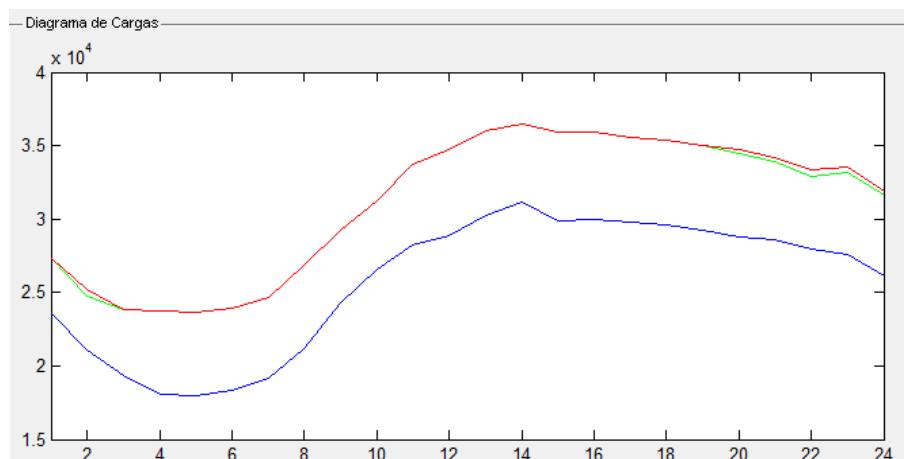


Figura 6.16 - Resultados do programa para o cenário simulado - Diagrama de Carga.

Tal como sucedeu anteriormente, para o primeiro cenário de quantidade de VE do projeto MERGE, o impacto no diagrama de cargas da existência de veículos elétricos é pouco significativo. Realça-se, no entanto, que desta vez não existirá um aumento do valor da ponta, face àquela que existiria em 2020, sem veículos elétricos, uma vez que a ponta do diagrama é às 14 horas, fora do período de carregamento.

Uma vez mais, como seria de esperar, o programa reproduziu corretamente o diagrama de cargas de 2011.

Os preços obtidos estão apresentados na Tabela 6.13..

Tabela 6.13 — Resultados do programa para o cenário simulado - Preços - MERGE 1.

Hora	Preços 2011	Preços 2020 Sem VE	Preços 2020 Com VE	Variação 2020 Sem VE - 2020 com VE	Variação 2020 com VE - 2011
1	54,35	59,25	59,25	0%	9%
2	53,10	48,63	49,41	2%	-7%
3	53,05	42,43	42,43	0%	-20%
4	53,03	40,03	40,03	0%	-25%
5	52,96	23,96	23,96	0%	-55%
6	53,03	27,11	27,11	0%	-49%
7	53,25	31,84	31,84	0%	-40%
8	53,45	41,58	41,58	0%	-22%
9	53,95	40,95	40,95	0%	-24%
10	55,00	47,31	47,31	0%	-14%
11	56,10	46,93	46,93	0%	-16%
12	56,93	47,76	47,76	0%	-16%
13	58,17	51,76	51,76	0%	-11%
14	58,80	52,80	52,80	0%	-10%
15	55,23	46,35	46,35	0%	-16%
16	55,23	46,48	46,48	0%	-16%
17	55,23	43,62	43,62	0%	-21%
18	55,23	44,67	44,67	0%	-19%
19	55,23	44,73	44,73	0%	-19%
20	54,68	45,61	48,11	5%	-12%
21	54,35	45,85	48,35	5%	-11%
22	53,95	46,26	45,54	-2%	-16%
23	55,00	42,59	46,25	9%	-16%
24	53,95	41,95	45,26	8%	-16%
Média	54,72	43,77	44,27	1,14%	-19,25%

Verifica-se que, excetuando para a hora 1, existe sempre uma redução dos preços de 2020 face aos de 2011. Essa redução é, em média de 19,25% e acentua-se especialmente nas horas 5, 6 e 7.

No que toca ao impacto da existência de veículos elétricos em 2020, face a um cenário sem VE, verifica-se que o aumento dos preços é inferior ao registado para o dia de inverno, devendo-se isso, especialmente ao facto de o período de carregamento não coincidir com o período de ponta do diagrama de cargas.

6.4.3.1.2. Quantidade de Veículos Elétricos - Cenário MERGE 2

Apresentam-se, na Figura 6.17. e na Tabela 6.14., os resultados obtidos para o caso em que a quantidade de VE é igual à do cenário MERGE 2.

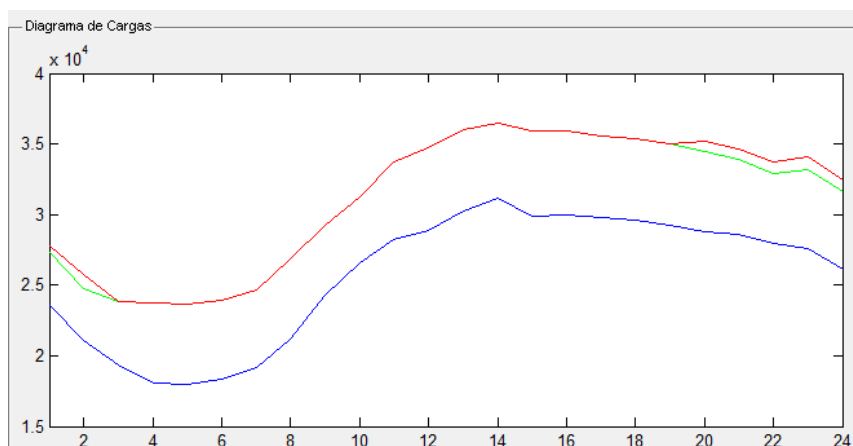


Figura 6.17 - Resultados do programa para o cenário simulado - Diagrama de Carga.

Tabela 6.14 — Resultados do programa para o cenário simulado - Preços - MERGE 2.

Hora	Preços 2011	Preços 2020 Sem VE	Preços 2020 Com VE	Variação 2020 Sem VE - 2020 com VE	Variação 2020 com VE - 2011
1	54,35	59,25	59,35	0%	9%
2	53,10	48,63	54,25	12%	2%
3	53,05	42,43	42,43	0%	-20%
4	53,03	40,03	40,03	0%	-25%
5	52,96	23,96	23,96	0%	-55%
6	53,03	27,11	27,11	0%	-49%
7	53,25	31,84	31,84	0%	-40%
8	53,45	41,58	41,58	0%	-22%
9	53,95	40,95	40,95	0%	-24%
10	55,00	47,31	47,31	0%	-14%
11	56,10	46,93	46,93	0%	-16%
12	56,93	47,76	47,76	0%	-16%
13	58,17	51,76	51,76	0%	-11%
14	58,80	52,80	52,80	0%	-10%
15	55,23	46,35	46,35	0%	-16%
16	55,23	46,48	46,48	0%	-16%
17	55,23	43,62	43,62	0%	-21%
18	55,23	44,67	44,67	0%	-19%
19	55,23	44,73	44,73	0%	-19%

20	54,68	45,61	49,36	8%	-10%
21	54,35	45,85	49,60	8%	-9%
22	53,95	46,26	49,95	8%	-7%
23	55,00	42,59	46,25	9%	-16%
24	53,95	41,95	44,54	6%	-17%
Média	54,72	43,77	44,73	2,12%	-18,39%

Neste caso, verifica-se que o carregamento dos veículos faz com que o diagrama de cargas entre as 20 e as 24h comece a aumentar, atingindo praticamente os valores da ponta. Como consequência disso, os preços para o período de carregamento são mais elevados do que os do cenário anterior o que, por sua vez, faz com que os valores médios das variações sejam piores: a redução média dos preços de 2020 face aos de 2011 é inferior à verificada para o cenário MERGE 1, nestas condições, bem como o aumento médio dos preços do cenário sem veículos elétricos para o cenário com veículos elétricos é superior.

6.4.3.1.3. Quantidade de Veículos Elétricos - Cenário MERGE 3

Por fim, apresentam-se, na Figura 6.18. e na Tabela 6.15., os resultados da simulação realizada para o cenário MERGE 3.

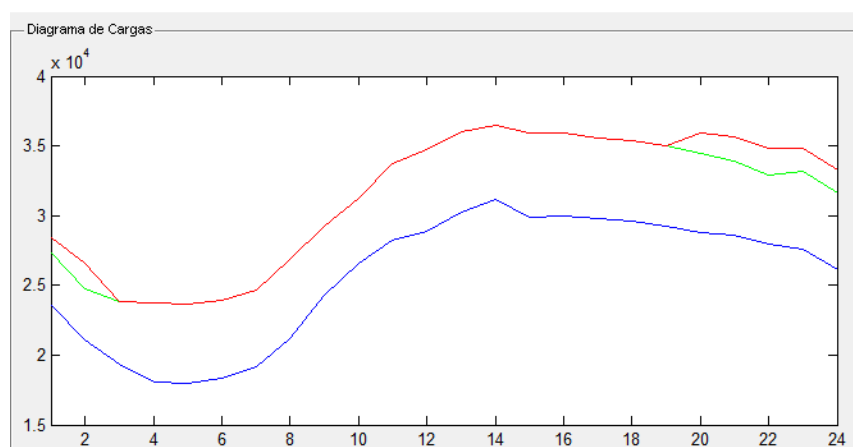


Figura 6.18 - Resultados do programa para o cenário simulado - Diagrama de Carga.

Tabela 6.15 – Resultados do programa para o cenário simulado - Preços - MERGE 3.

Hora	Preços 2011	Preços 2020 Sem VE	Preços 2020 Com VE	Variação 2020 Sem VE - 2020 com VE	Variação 2020 com VE - 2011
1	54,35	59,25	61,40	4%	13%
2	53,10	48,63	56,50	16%	6%
3	53,05	42,43	42,43	0%	-20%
4	53,03	40,03	40,03	0%	-25%
5	52,96	23,96	23,96	0%	-55%
6	53,03	27,11	27,11	0%	-49%
7	53,25	31,84	31,84	0%	-40%
8	53,45	41,58	41,58	0%	-22%
9	53,95	40,95	40,95	0%	-24%
10	55,00	47,31	47,31	0%	-14%
11	56,10	46,93	46,93	0%	-16%
12	56,93	47,76	47,76	0%	-16%
13	58,17	51,76	51,76	0%	-11%
14	58,80	52,80	52,80	0%	-10%
15	55,23	46,35	46,35	0%	-16%
16	55,23	46,48	46,48	0%	-16%
17	55,23	43,62	43,62	0%	-21%
18	55,23	44,67	44,67	0%	-19%
19	55,23	44,73	44,73	0%	-19%
20	54,68	45,61	51,28	12%	-6%
21	54,35	45,85	50,45	10%	-7%
22	53,95	46,26	49,20	6%	-9%
23	55,00	42,59	50,06	18%	-9%
24	53,95	41,95	49,05	17%	-9%
Média	54,72	43,77	45,34	3,46%	-17,26%

Como se pode verificar, neste caso as conclusões retiradas anteriormente são intensificadas, uma vez que a quantidade de veículos elétricos é superior para este cenário.

6.4.3.2. Cenário de Carregamento 2 - Pré-definido 0h

6.4.3.2.1. Quantidade de Veículos Elétricos - Cenário MERGE 1

A Figura 6.19. e a Tabela 6.16. apresentam os resultados obtidos na simulação deste cenário.

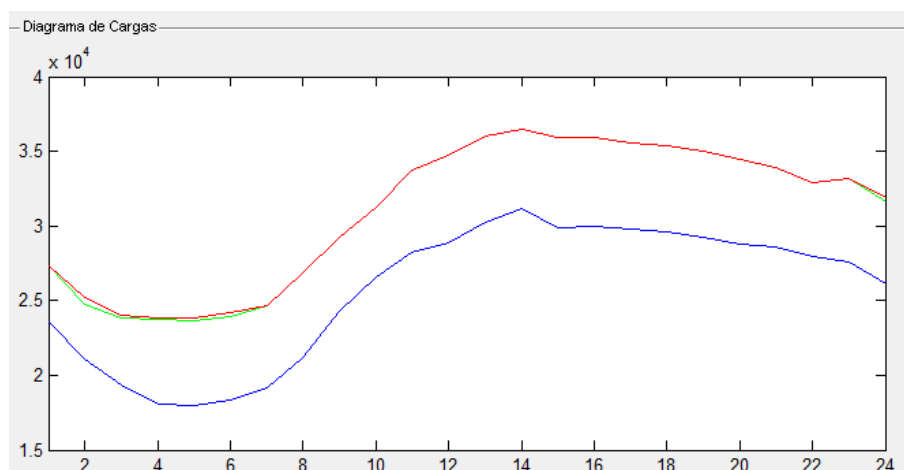


Figura 6.19 - Resultados do programa para o cenário simulado - Diagrama de Carga.

Tabela 6.16 – Resultados do programa para o cenário simulado - Preços - MERGE 1.

Hora	Preços 2011	Preços 2020 Sem VE	Preços 2020 Com VE	Variação 2020 Sem VE - 2020 com VE	Variação 2020 com VE - 2011
1	54,35	59,25	59,25	0%	9%
2	53,10	48,63	49,41	2%	-7%
3	53,05	42,43	43,22	2%	-19%
4	53,03	40,03	45,03	12%	-15%
5	52,96	23,96	26,79	12%	-49%
6	53,03	27,11	29,40	8%	-45%
7	53,25	31,84	31,84	0%	-40%
8	53,45	41,58	41,58	0%	-22%
9	53,95	40,95	40,95	0%	-24%
10	55,00	47,31	47,31	0%	-14%
11	56,10	46,93	46,93	0%	-16%
12	56,93	47,76	47,76	0%	-16%
13	58,17	51,76	51,76	0%	-11%
14	58,80	52,80	52,80	0%	-10%
15	55,23	46,35	46,35	0%	-16%
16	55,23	46,48	46,48	0%	-16%
17	55,23	43,62	43,62	0%	-21%
18	55,23	44,67	44,67	0%	-19%
19	55,23	44,73	44,73	0%	-19%
20	54,68	45,61	45,61	0%	-17%
21	54,35	45,85	45,85	0%	-16%

22	53,95	46,26	46,26	0%	-14%
23	55,00	42,59	42,59	0%	-23%
24	53,95	41,95	45,26	8%	-16%
Média	54,72	43,77	44,39	1,84%	-19,00%

Verifica-se que o impacto nos preços é superior ao ocorrido no estudo do cenário de carregamento iniciado às 20h, pelo que se conclui que a análise feita não permite identificar uma tendência clara na evolução dos preços, conforme a hora de início do carregamento. Neste sentido, conclui-se que as taxas de variação apresentadas são menos favoráveis do que as do cenário das 20h.

6.4.3.2.2. Quantidade de Veículos Elétricos - Cenário MERGE 2

Passando ao cenário MERE 2, apresentam-se, na Figura 6.20. e na Tabela 6.17., os resultados obtidos para a simulação realizada.

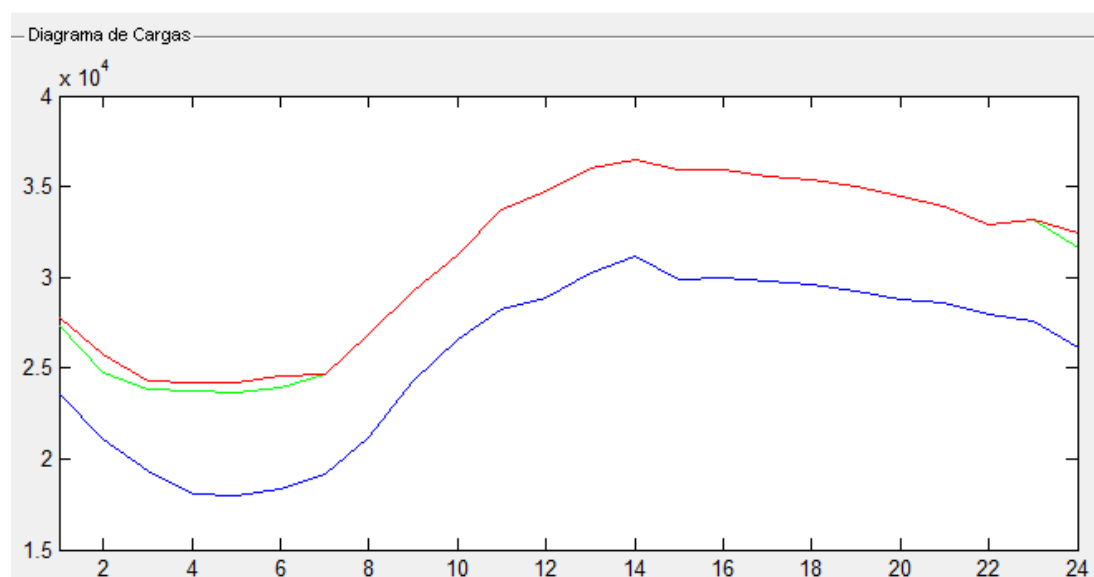


Figura 6.20 - Resultados do programa para o cenário simulado - Diagrama de Carga.

Tabela 6.17 – Resultados do programa para o cenário simulado - Preços - MERGE 2.

Hora	Preços 2011	Preços 2020 Sem VE	Preços 2020 Com VE	Variação 2020 Sem VE - 2020 com VE	Variação 2020 com VE - 2011
1	54,35	59,25	59,35	0%	9%
2	53,10	48,63	54,25	12%	2%
3	53,05	42,43	45,43	7%	-14%
4	53,03	40,03	46,03	15%	-13%
5	52,96	23,96	30,54	27%	-42%
6	53,03	27,11	33,36	23%	-37%
7	53,25	31,84	31,84	0%	-40%
8	53,45	41,58	41,58	0%	-22%
9	53,95	40,95	40,95	0%	-24%
10	55,00	47,31	47,31	0%	-14%
11	56,10	46,93	46,93	0%	-16%
12	56,93	47,76	47,76	0%	-16%
13	58,17	51,76	51,76	0%	-11%
14	58,80	52,80	52,80	0%	-10%
15	55,23	46,35	46,35	0%	-16%
16	55,23	46,48	46,48	0%	-16%
17	55,23	43,62	43,62	0%	-21%
18	55,23	44,67	44,67	0%	-19%
19	55,23	44,73	44,73	0%	-19%
20	54,68	45,61	45,61	0%	-17%
21	54,35	45,85	45,85	0%	-16%
22	53,95	46,26	46,26	0%	-14%
23	55,00	42,59	42,59	0%	-23%
24	53,95	41,95	44,54	6%	-17%
Média	54,72	43,77	45,02	3,77%	-17,81%

Como era expectável, os resultados aqui obtidos são piores que os resultados obtidos anteriormente, para a situação MERGE 1. Para além disso, à semelhança do que já aconteceu, os resultados pioram face ao cenário MERGE 2, com o carregamento a iniciar-se às 20h.

6.4.3.2.3. Quantidade de Veículos Elétricos - Cenário MERGE 3

A Figura 6.21. e a Tabela 6.18. apresentam os resultados obtidos para a simulação do cenário MERGE 3.

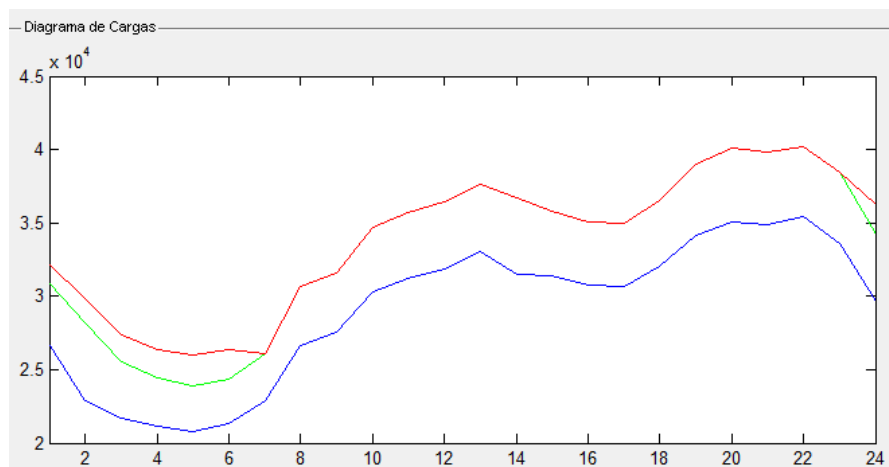


Figura 6.21 - Resultados do programa para o cenário simulado - Diagrama de Carga.

Tabela 6.18 – Resultados do programa para o cenário simulado - Preços - MERGE 3.

Hora	Preços 2011	Preços 2020 Sem VE	Preços 2020 Com VE	Variação 2020 Sem VE - 2020 com VE	Variação 2020 com VE - 2011
1	54,35	59,25	61,40	4%	13%
2	53,10	48,63	56,50	16%	6%
3	53,05	42,43	53,46	26%	1%
4	53,03	40,03	47,74	19%	-10%
5	52,96	23,96	46,64	95%	-12%
6	53,03	27,11	49,61	83%	-6%
7	53,25	31,84	31,84	0%	-40%
8	53,45	41,58	41,58	0%	-22%
9	53,95	40,95	40,95	0%	-24%
10	55,00	47,31	47,31	0%	-14%
11	56,10	46,93	46,93	0%	-16%
12	56,93	47,76	47,76	0%	-16%
13	58,17	51,76	51,76	0%	-11%
14	58,80	52,80	52,80	0%	-10%
15	55,23	46,35	46,35	0%	-16%
16	55,23	46,48	46,48	0%	-16%
17	55,23	43,62	43,62	0%	-21%
18	55,23	44,67	44,67	0%	-19%
19	55,23	44,73	44,73	0%	-19%
20	54,68	45,61	45,61	0%	-17%
21	54,35	45,85	45,85	0%	-16%
22	53,95	46,26	46,26	0%	-14%

23	55,00	42,59	42,59	0%	-23%
24	53,95	41,95	49,05	17%	-9%
Média	54,72	43,77	47,15	10,82%	-13,82%

Como se pode verificar, uma vez mais, quer ao nível do diagrama de cargas, quer ao nível dos preços, o impacto deste cenário é mais significativo que o impacto dos anteriores. Nomeadamente, ao nível dos preços, destaca-se que este cenário é, de todos os simulados até então, aquele cujo impacto é menos favorável: os preços da eletricidade são mais elevados e a média das taxas de variação é também a maior, no caso da variação face a 2020 sem veículos elétricos e a menor, no caso da variação face a 2011.

6.4.3.3. Cenário de Carregamento 3 -> à chegada ao trabalho e à chegada a casa

6.4.3.3.1. Quantidade de Veículos Elétricos - Cenário MERGE 1

Os resultados obtidos nesta simulação apresentam-se na Figura 6.22. e na Tabela 6.19..

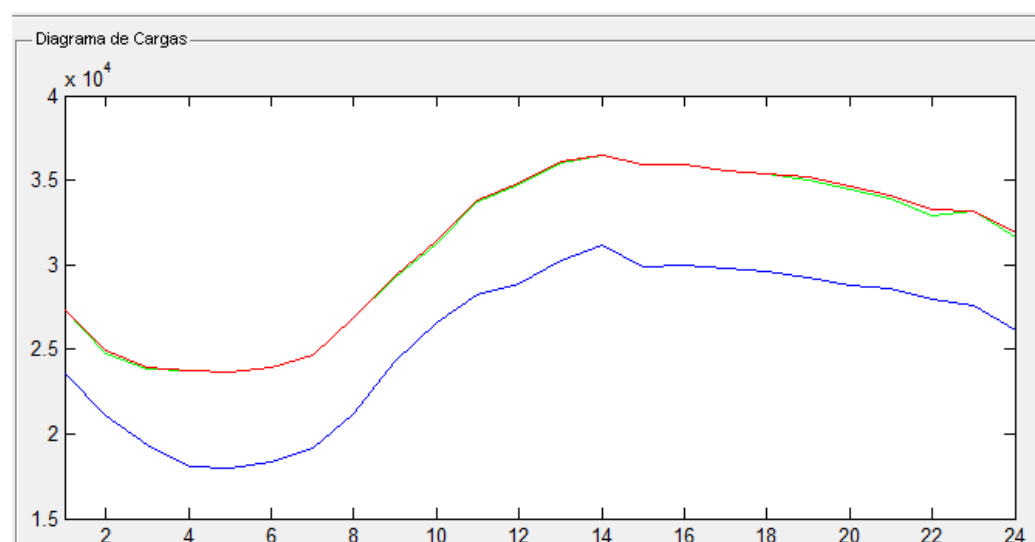


Figura 6.22 - Resultados do programa para o cenário simulado - Diagrama de Carga.

Tabela 6.19 – Resultados do programa para o cenário simulado - Preços - MERGE 1.

Hora	Preços 2011	Preços 2020 Sem VE	Preços 2020 Com VE	Variação 2020 Sem VE - 2020 com VE	Variação 2020 com VE - 2011
1	54,35	59,25	59,25	0%	9%
2	53,10	48,63	49,25	1%	-7%
3	53,05	42,43	42,93	1%	-19%
4	53,03	40,03	42,13	5%	-21%
5	52,96	23,96	24,74	3%	-53%
6	53,03	27,11	28,56	5%	-46%
7	53,25	31,84	31,84	0%	-40%
8	53,45	41,58	41,58	0%	-22%
9	53,95	40,95	40,95	0%	-24%
10	55,00	47,31	44,16	-7%	-20%
11	56,10	46,93	46,93	0%	-16%
12	56,93	47,76	47,76	0%	-16%
13	58,17	51,76	51,76	0%	-11%
14	58,80	52,80	52,85	0%	-10%
15	55,23	46,35	46,35	0%	-16%
16	55,23	46,48	46,48	0%	-16%
17	55,23	43,62	43,62	0%	-21%
18	55,23	44,67	44,67	0%	-19%
19	55,23	44,73	44,73	0%	-19%
20	54,68	45,61	46,42	2%	-15%
21	54,35	45,85	46,66	2%	-14%
22	53,95	46,26	45,45	-2%	-16%
23	55,00	42,59	47,00	10%	-15%
24	53,95	41,95	45,26	8%	-16%
Média	54,72	43,77	44,22	1,24%	-19,33%

À semelhança do que se verificou para este mesmo cenário de carregamento para o dia típico de inverno, o impacto no diagrama de cargas não é significativo.

No que toca à análise de preços, verifica-se que, em média, os preços são mais elevados do que os obtidos para o dia típico de inverno. Para além disso, verificou-se ainda que, em média, a redução dos preços de 2020, face aos obtidos em 2011, é superior à registada no outro dia simulado.

6.4.3.3.2. Quantidade de Veículos Elétricos - Cenário MERGE 2

Após a simulação do cenário MERGE 1, obtiveram-se os resultados que se apresentam na Figura 6.23. e na Tabela 6.20., para o cenário MERGE 2.

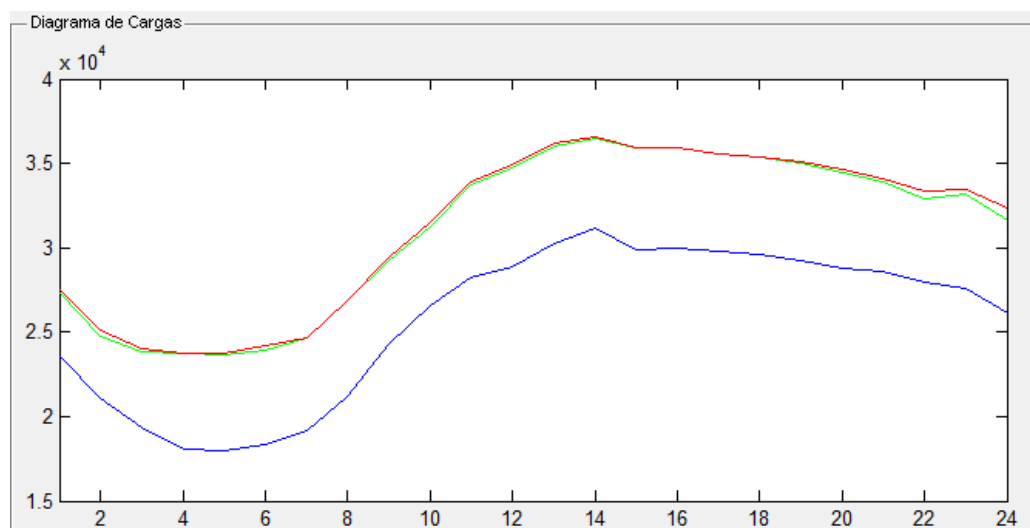


Figura 6.23 - Resultados do programa para o cenário simulado - Diagrama de Carga.

Tabela 6.20 – Resultados do programa para o cenário simulado - Preços - MERGE 2.

Hora	Preços 2011	Preços 2020 Sem VE	Preços 2020 Com VE	Variação 2020 Sem VE - 2020 com VE	Variação 2020 com VE - 2011
1	54,35	59,25	59,35	0%	9%
2	53,10	48,63	49,41	2%	-7%
3	53,05	42,43	43,20	2%	-19%
4	53,03	40,03	45,03	12%	-15%
5	52,96	23,96	25,54	7%	-52%
6	53,03	27,11	28,76	6%	-46%
7	53,25	31,84	31,84	0%	-40%
8	53,45	41,58	41,58	0%	-22%
9	53,95	40,95	40,95	0%	-24%
10	55,00	47,31	46,50	-2%	-15%
11	56,10	46,93	46,93	0%	-16%
12	56,93	47,76	48,61	2%	-15%
13	58,17	51,76	51,76	0%	-11%
14	58,80	52,80	53,30	1%	-9%
15	55,23	46,35	46,35	0%	-16%
16	55,23	46,48	46,48	0%	-16%
17	55,23	43,62	43,62	0%	-21%
18	55,23	44,67	44,67	0%	-19%
19	55,23	44,73	44,82	0%	-19%
20	54,68	45,61	45,70	0%	-16%
21	54,35	45,85	45,94	0%	-15%
22	53,95	46,26	45,54	-2%	-16%
23	55,00	42,59	46,25	9%	-16%
24	53,95	41,95	44,45	6%	-18%
Média	54,72	43,77	44,44	1,81%	-18,92%

Em média, os preços da eletricidade aumentam 1,81% em 2020, caso existam veículos elétricos. Para além disso, os preços reduzem cerca de 19% face aos verificados em 2011.

6.4.3.3.3. Quantidade de Veículos Elétricos - Cenário MERGE 3

Para finalizar o estudo do dia típico de verão, simulou-se as condições deste cenário, apresentando-se na Figura 6.24. e na Tabela 6.21. os resultados obtidos.

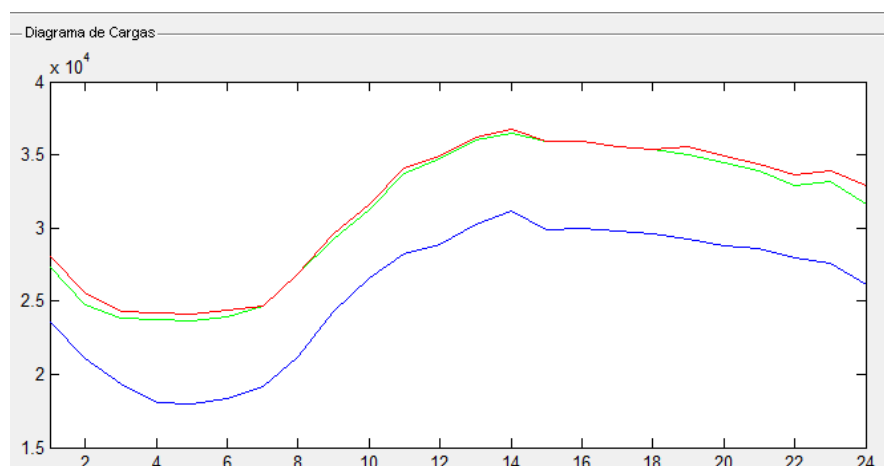


Figura 6.24 - Resultados do programa para o cenário simulado - Diagrama de Carga.

Tabela 6.21 – Resultados do programa para o cenário simulado - Preços - MERGE 3.

Hora	Preços 2011	Preços 2020 Sem VE	Preços 2020 Com VE	Variação 2020 Sem VE - 2020 com VE	Variação 2020 com VE - 2011
1	54,35	59,25	61,39	4%	13%
2	53,10	48,63	52,29	8%	-2%
3	53,05	42,43	44,18	4%	-17%
4	53,03	40,03	45,03	12%	-15%
5	52,96	23,96	27,58	15%	-48%
6	53,03	27,11	30,86	14%	-42%
7	53,25	31,84	31,84	0%	-40%
8	53,45	41,58	41,58	0%	-22%
9	53,95	40,95	40,95	0%	-24%
10	55,00	47,31	46,59	-2%	-15%
11	56,10	46,93	46,93	0%	-16%
12	56,93	47,76	51,51	8%	-10%
13	58,17	51,76	52,76	2%	-9%
14	58,80	52,80	53,30	1%	-9%
15	55,23	46,35	46,35	0%	-16%
16	55,23	46,48	46,48	0%	-16%
17	55,23	43,62	43,62	0%	-21%
18	55,23	44,67	44,67	0%	-19%
19	55,23	44,73	48,48	8%	-12%
20	54,68	45,61	50,11	10%	-8%
21	54,35	45,85	50,31	10%	-7%
22	53,95	46,26	47,95	4%	-11%
23	55,00	42,59	46,25	9%	-16%

24	53,95	41,95	48,20	15%	-11%
Média	54,72	43,77	45,80	5,04%	-16,43%

Comparando estes resultados com os obtidos para o dia típico de inverno, verifica-se que a redução dos preços de 2020 com veículos elétricos face aos de 2011 é superior em termos médios, no entanto, conclui-se que o aumento dos preços em 2020 devido à existência de veículos elétricos é superior.

6.4.4. Comparação de Dias Típicos

Para efeitos de comparação ao nível dos preços dos dois dias anteriormente apresentados, construiu-se a Tabela 6.22., com base nos valores médios dos preços para as horas dos períodos de carregamento.

Tabela 6.22 – Variação dos preços obtidos para os cenários simulados.

Variação Preços 2020 c/VE - 2020 s/VE	4 de Janeiro	3 de Agosto
Período de Carregamento 20h		
MERGE 1	4,86%	3,86%
MERGE 2	14,71%	7,29%
MERGE 3	28,29%	11,86%
Período de Carregamento 20h		
MERGE 1	3,67%	6,00%
MERGE 2	14,67%	14,00%
MERGE 3	28,00%	40,50%
Período de Carregamento Personalizado		
MERGE 1	1,71%	1,65%
MERGE 2	3,18%	2,53%
MERGE 3	6,53%	6,71%

Conclui-se que, em todos os cenários MERGE, o dia 4 de Janeiro apresenta médias piores, para o caso do período de carregamento se iniciar às 20 horas. Para os restantes cenários, é complicado retirar-se uma conclusão óbvia. Verifica-se, no entanto, que as diferenças entre os resultados para os dois dias não são muito significativas.

6.4.5. Análise Mensais

Para além da análise feita anteriormente para dois dias considerados típicos de Inverno e de Verão, procedeu-se a uma análise de âmbito mais alargado para os preços. Nesse sentido, foram realizadas simulações mensais, escolhendo-se os meses de Março, Julho e Novembro.

Para cada um destes meses, foi apenas simulado o cenário de número de veículos elétricos MERGE 1, uma vez que, de acordo com [27], esse é o cenário com maior probabilidade de ocorrência. No que toca aos períodos de carregamento, procedeu-se apenas à análise do que se inicia às 20h e do que tem início às 0h.

Como foi referido na secção 5.4.11, existe um problema com o programa desenvolvido, cuja solução encontrada foi a de colocar, para as horas em que o problema ocorre, os valores do preço e da quantidade de mercado em zero. Assim sendo e para evitar que esses valores influenciassem os resultados aqui analisados, optou-se por, através de uma operação efetuada num ficheiro do *Excel*, considerarem-se esses valores para efeitos do cálculo de médias dos preços. Dessa forma, apesar de se reduzirem o número de valores que farão parte da média e de, consequentemente, se perder alguma informação, não se insere nessa média informação errónea.

6.4.5.1. Mês de Março

Para o mês de Março, os resultados obtidos na simulação realizada para o período de carregamento que se inicia às 20h apresentam-se no gráfico que se segue, na Figura 6.25..

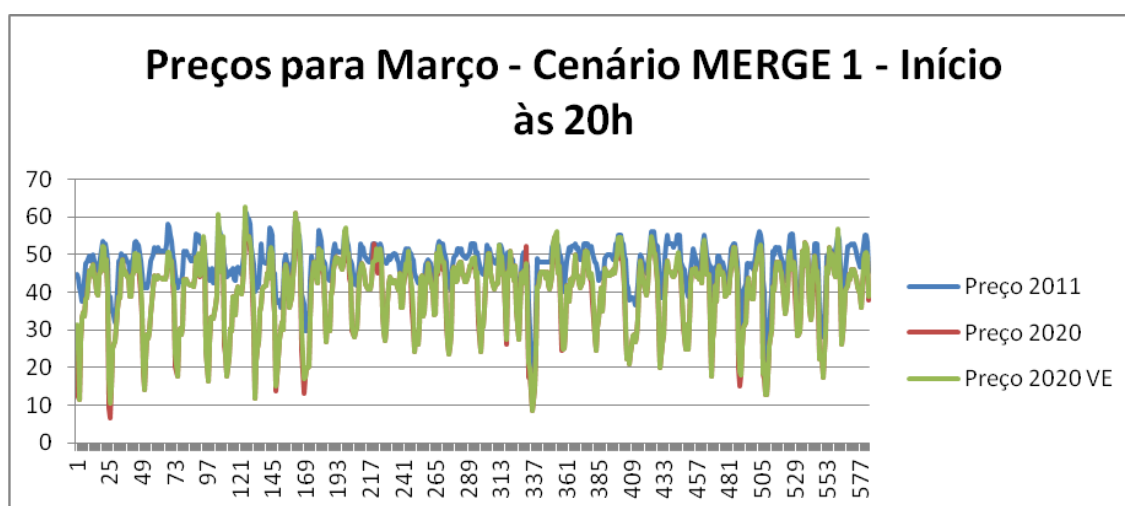


Figura 6.25 - Análise de Preços Mensais - Março - MERGE 1.

Tal como se pode verificar, pela observação do eixo das abcissas do gráfico anterior, não foram considerados os valores de todas as horas de Março, já que existem apenas 577 valores, invés dos 743 (Março é o mês de mudança de hora). Tal facto deve-se ao problema existente com o programa desenvolvido, descrito em 5.4.11. Apesar desta redução de cerca de 200 valores mantêm-se válidas as conclusões retiradas.

Observando o gráfico verifica-se uma oscilação maior nos preços de 2020 do que a verificada nos preços de 2011, a qual pode ser justificada pelo aumento significativo da produção de energia elétrica a partir de fontes renováveis. De facto, para períodos de vazio, com o aumento de capacidade instalada previsto, poderão existir grandes reduções nos preços, tal como é sugerido pelos resultados obtidos até esta fase.

A média dos preços de 2011 é de 47,56 €/MWh, enquanto que para 2020, sem VE, se prevê que seja de cerca de 39,77 €/MWh e para 2020, com VE, cerca de 40,27 €/MWh. Ou seja, a redução média dos preços de 2020 com VE, face aos de 2011 é de cerca de 7 €/MWh,

o que é bastante significativo. No que toca à comparação entre 2020 com VE e sem VE, verifica-se que os preços aumentarão pouco: 0,50 €/MWh.

No que toca aos resultados obtidos para a hora 1 e para a hora 20, os mesmos encontram-se nas Figuras 6.26. e 6.27..

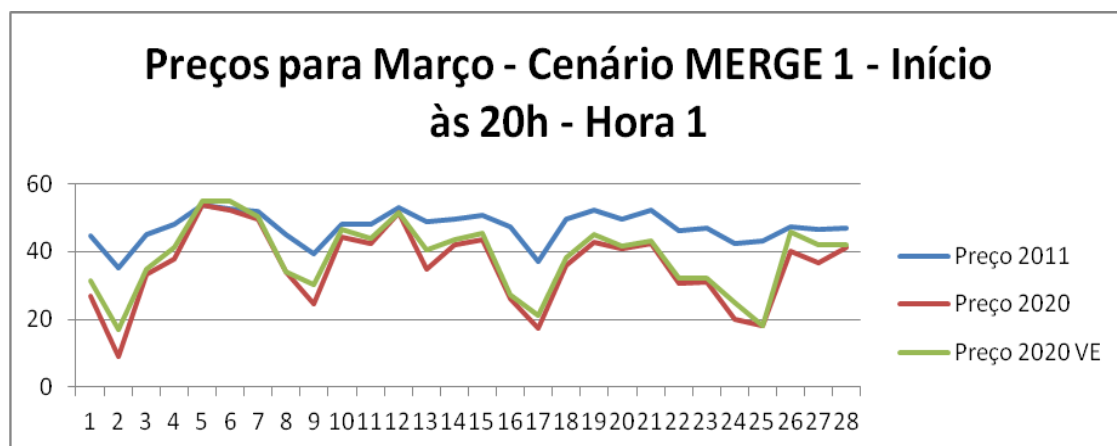


Figura 6.26 - Análise de Preços Mensais - Março - MERGE 1.

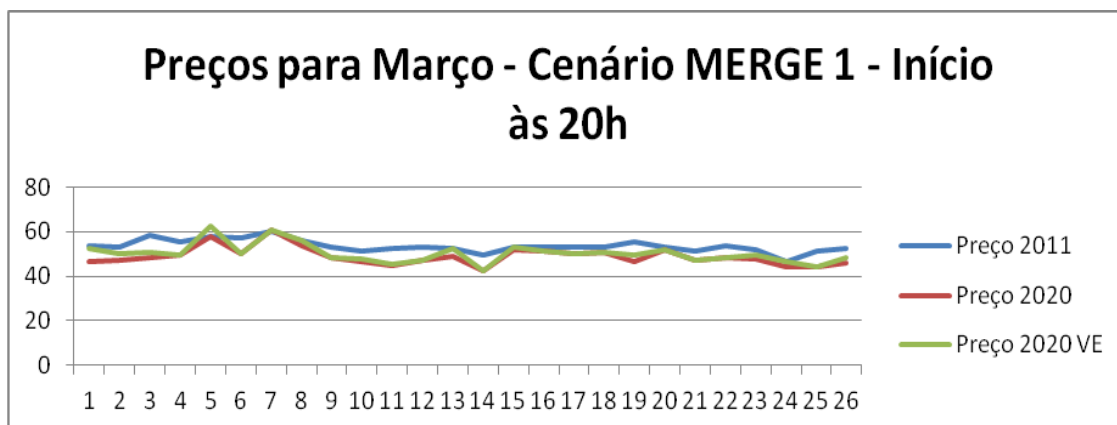


Figura 6.27 - Análise de Preços Mensais - Março - MERGE 1.

Como se pode verificar, para a hora 1 e para a hora 20, existe uma supressão nos resultados devido ao problema existente com o programa, já mencionado.

No caso da hora 1, a média dos preços para 2011 é de 47,19 €/MWh, enquanto que a dos preços de 2020 sem veículos elétricos é de 35,80 €/MWh e com veículos elétricos é de 38,37 €/MWh. Como se pode verificar, a redução dos preços de 2020 com VE face aos de 2011 para esta hora é superior à redução obtida para todo o mês, sendo de cerca de 9 €/MWh. No que toca ao aumento médio dos preços de 2020 com VE face a 2020 sem VE, este é de cerca de 3 €/MWh, situado acima do valor médio mensal.

No caso da hora 20, a média dos preços para 2011 é de 53,49 €/MWh, enquanto que a dos preços de 2020 sem veículos elétricos é de 48,85 €/MWh e com veículos elétricos é de 50,18 €/MWh. Conclui-se que, tal como esperado, os preços previstos para a hora 20 são mais

elevados do que os da hora 1, por se tratar de uma hora de ponta. A diferença entre os preços de 2020 com e sem VE é de cerca de 2 €/MWh. Esta diferença é inferior à registada para a hora 1, no entanto destaca-se que os preços aqui registados são superiores.

Considerando agora que o período de carregamento se inicia às 0h, os resultados obtidos para a análise mensal deste caso apresentam-se na Figura 6.28..

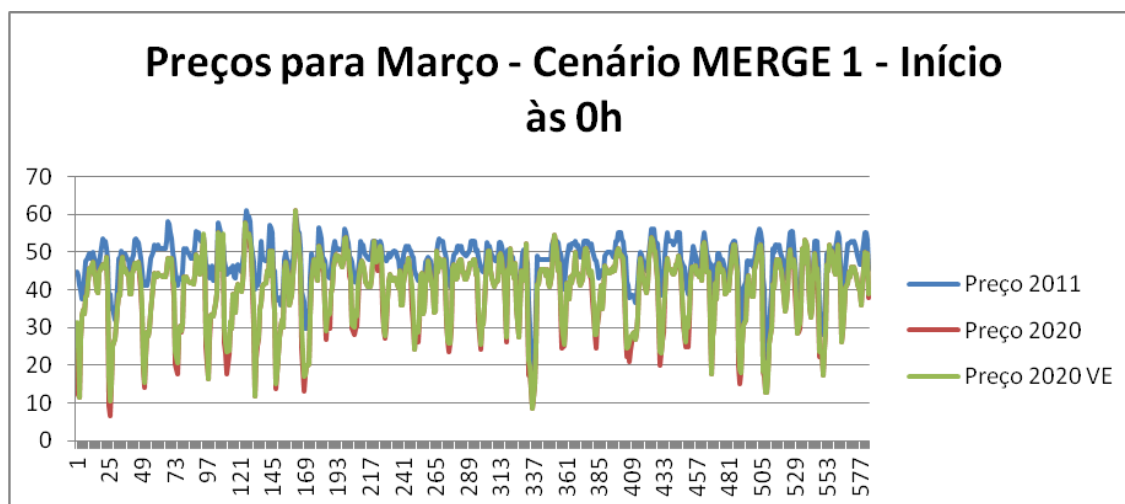


Figura 6.28 - Análise de Preços Mensais - Março - MERGE 1.

Para este caso, a média dos preços de 2011 é de 47,56 €/MWh, enquanto que para 2020, sem VE, se prevê que seja de cerca de 39,77 €/MWh e para 2020, com VE, cerca de 40,26 €/MWh. Como se pode verificar, comparando com a situação anterior, os resultados são muito semelhantes.

No que toca aos resultados obtidos para a hora 1 e para a hora 20, os mesmos encontram-se nas Figuras 6.29. e 6.30..

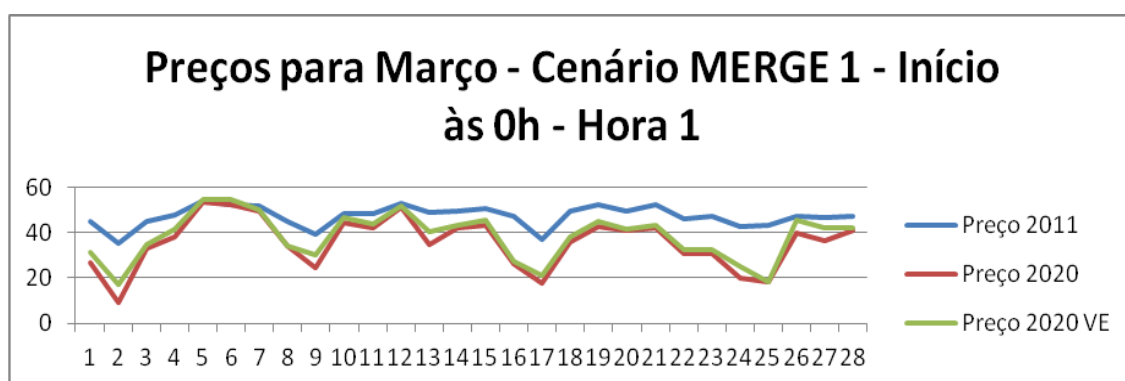


Figura 6.29 - Análise de Preços Mensais - Março - MERGE 1.

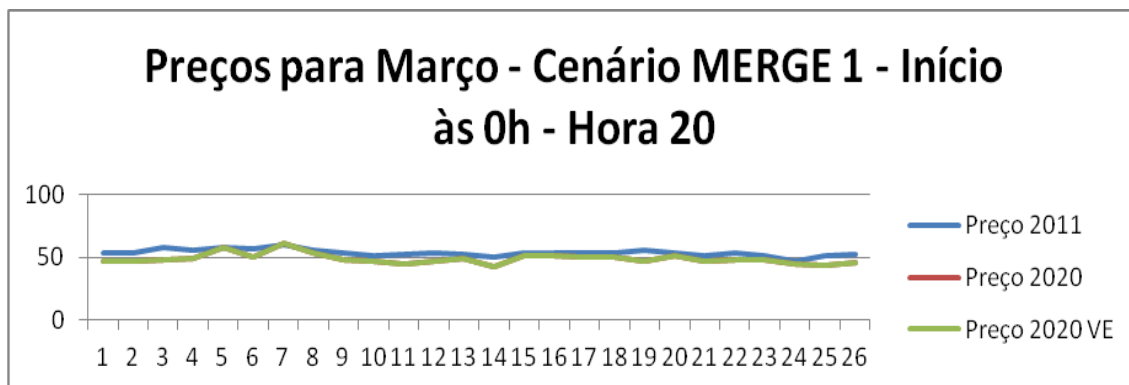


Figura 6.30 - Análise de Preços Mensais - Março - MERGE 1.

No primeiro caso, os preços com veículos elétricos é de 38,37 €/MWh, ou seja, o valor médio dos preços é igual ao valor médio obtido para o caso anterior, em que o período de carregamento se iniciava às 20 horas.

No segundo caso, os preços de 2020 são iguais quer se considerem carregamentos de veículos elétricos, quer não se considerem. A média dos preços para 2020 é de 48,85 €/MWh.

Conclui-se que, para o mês de Março, a integração de veículos elétricos em números que estejam de acordo com o cenário MERGE 1 não terá um impacto muito grande nos preços de mercado, face aos preços previstos para 2020, sem a inclusão de veículos elétricos. O impacto previsto será maior nas horas de vazio. Para além disso, verifica-se que o período de carregamento iniciado às 20 horas apresenta piores resultados, isto é, maiores aumentos de preço, em 2020.

6.4.5.2. Mês de Julho

As simulações realizadas para o mês de Março foram repetidas para o mês de Julho, sendo que se considera inicialmente que o período de carregamento dos veículos elétricos começa às 20h. Os resultados obtidos apresentam-se na Figura 6.31..

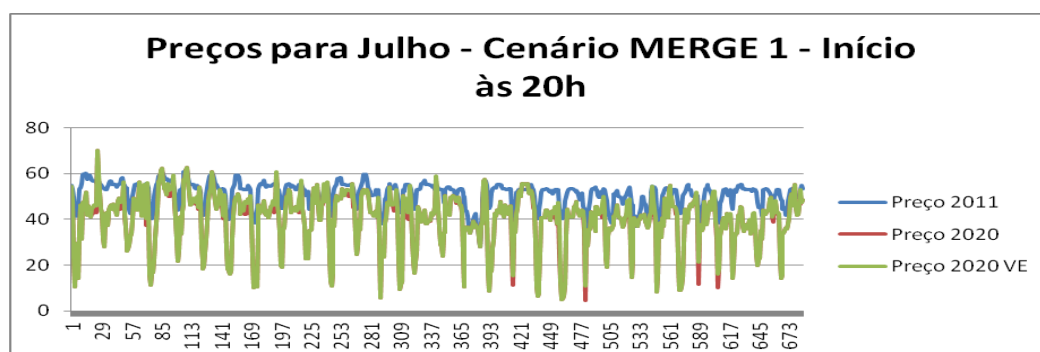


Figura 6.31 - Análise de Preços Mensais - Julho - MERGE 1.

Uma vez mais pode-se verificar que não foram considerados os valores de todas as horas de Julho, devido ao pequeno problema existente com o programa desenvolvido, descrito em

5.4.11. Para o mês de Julho, os resultados foram reduzidos em cerca de 100 valores, pelo que, se mantêm válidas as conclusões retiradas.

A média dos preços de 2011 é de 51,14 €/MWh, enquanto que para 2020, sem VE, se prevê que seja de cerca de 40,16 €/MWh e para 2020, com VE, cerca de 40,64 €/MWh. Conclui-se que os preços em 2020 têm uma diferença irrisória. Conclui-se ainda que, para o mês analisado, a redução média dos preços em 2020 face aos preços em 2011 é de cerca de 11 €/MWh.

No que toca aos resultados obtidos para a hora 1 e para a hora 20, os mesmos encontram-se nas Figuras 6.32. e 6.33..

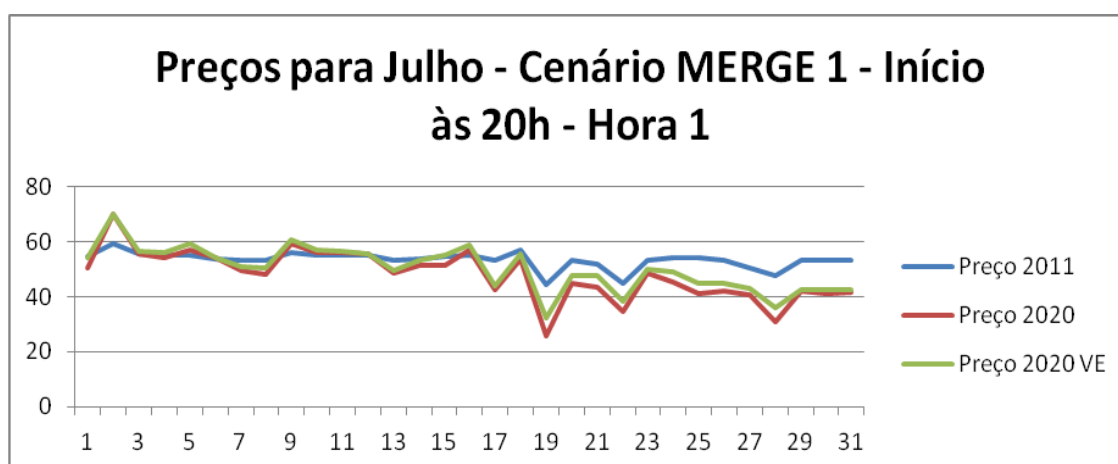


Figura 6.32 - Análise de Preços Mensais - Julho - MERGE 1.

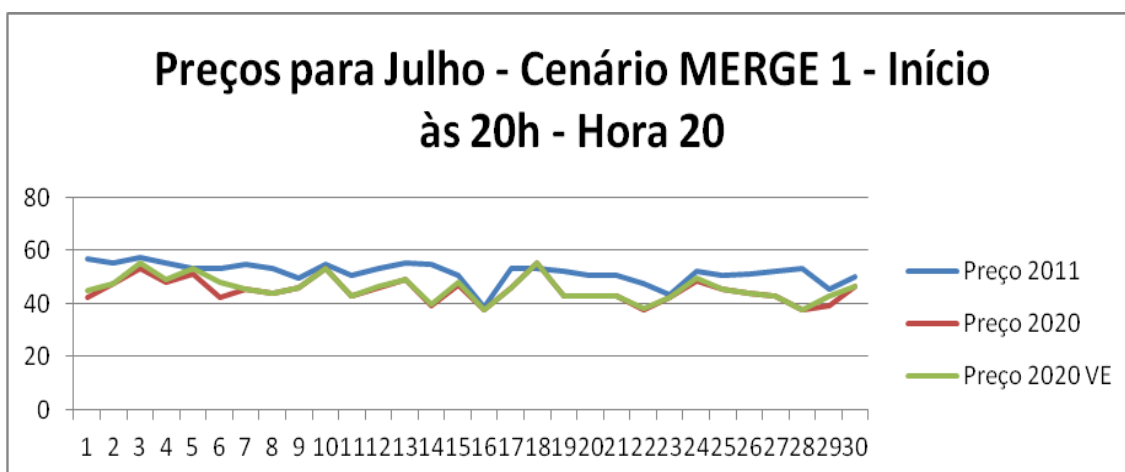


Figura 6.33 - Análise de Preços Mensais - Julho - MERGE 1.

Como se pode verificar, para a hora 1 e para a hora 20, não existe nenhuma supressão nos resultados devido ao problema existente com o programa, já mencionado.

No caso da hora 1, a média dos preços para 2011 é de 53,33 €/MWh, enquanto que a dos preços de 2020 sem veículos elétricos é de 48,14 €/MWh e com veículos elétricos é de 50,27 €/MWh. Conclui-se, portanto, que a redução média de preços esperada para 2020 com VE face aos preços de 2011 é de cerca de 3 €/MWh, enquanto que o aumento, em 2020, devido à existência de veículos elétricos é de cerca de 2 €/MWh.

No caso da hora 20, a média dos preços para 2011 é de 51,69 €/MWh, enquanto que a dos preços de 2020 sem veículos elétricos é de 44,93 €/MWh e com veículos elétricos é de 45,64 €/MWh. Para este caso, verifica-se que o aumento médio dos preços devido à existência de veículos elétricos em 2020 é de cerca de 1 €/MWh, sendo, por isso, pouco significativo. Já no que toca à redução média dos preços de 2020 face aos de 2011, verifica-se que será de cerca de 5 €/MWh.

Considerando agora que o período de carregamento se inicia às 0h, os resultados obtidos para a análise mensal deste caso apresentam-se na Figura 6.34..

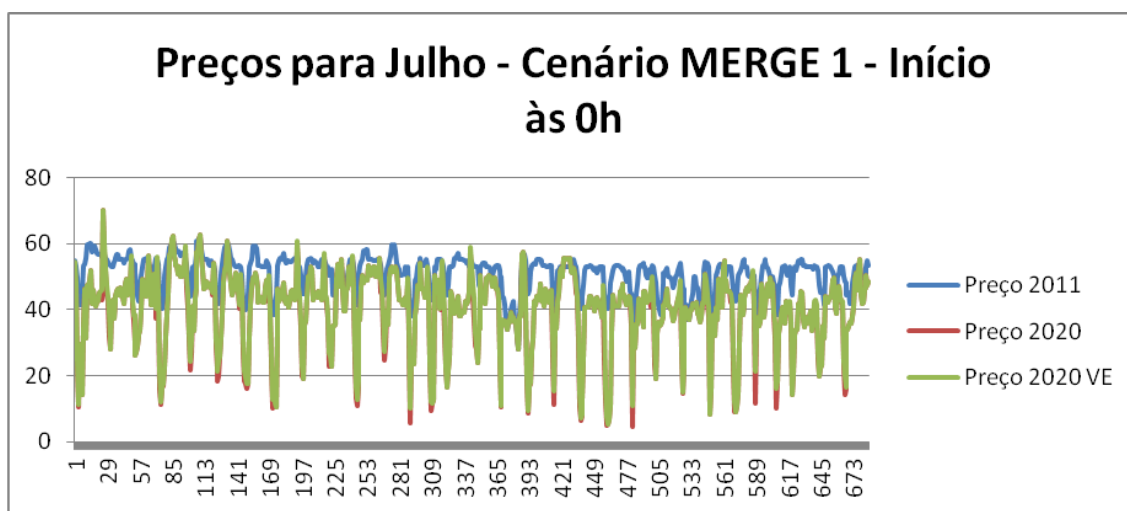


Figura 6.34 - Análise de Preços Mensais - Julho - MERGE 1.

Para este caso, a média dos preços de 2011 é de 51,14 €/MWh, enquanto que para 2020, sem VE, se prevê que seja de cerca de 40,16 €/MWh e para 2020, com VE, cerca de 40,72 €/MWh. Comparando o valor da última média com a média dos preços obtidos para 2020 com VE, no caso do início do carregamento ser às 20h, conclui-se que, para este mês e com base nos pressupostos do estudo, a escolha desse período de carregamento ou do que se inicia às 0 horas conduz a resultados muito semelhantes.

No que toca aos resultados obtidos para a hora 1 e para a hora 20, os mesmos encontram-se nas Figuras 6.35. e 6.36..

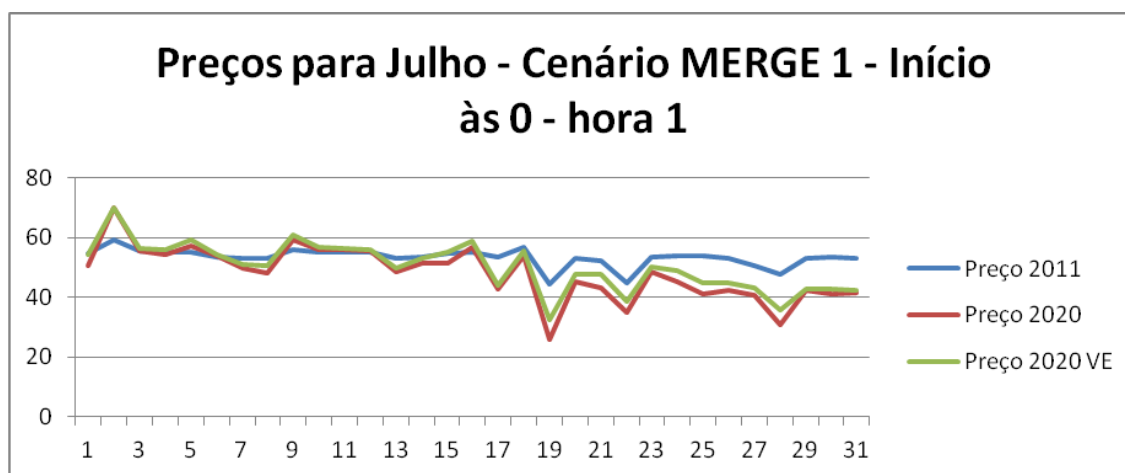


Figura 6.35 - Análise de Preços Mensais - Julho - MERGE 1.

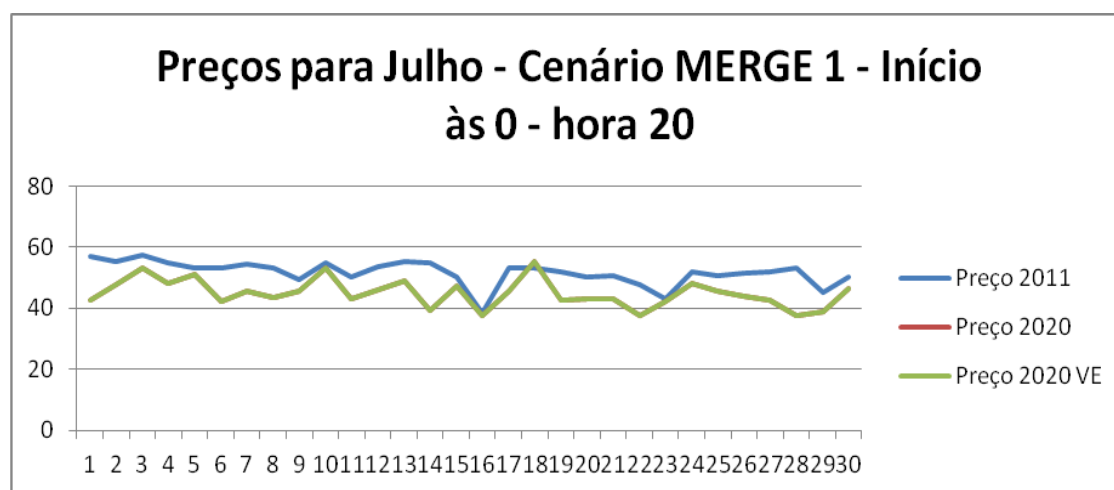


Figura 6.36 - Análise de Preços Mensais - Julho - MERGE 1.

No primeiro caso, os preços são diferentes no caso de haver veículos elétricos em 2020, quando comparados com o caso em que não se considera a sua existência. A média dos preços para 2011 é de 53,33 €/MWh, enquanto que a dos preços de 2020 sem veículos elétricos é de 48,14 €/MWh e com veículos elétricos é de 50,27 €/MWh.

No segundo caso, os preços de 2020 são iguais quer se considerem carregamentos de veículos elétricos, quer não se considerem. A média dos preços para 2011 é de 51,69 €/MWh, enquanto que a dos preços de 2020 é de 44,93 €/MWh.

Conclui-se que, para o mês de Julho, a integração de veículos elétricos em números que estejam de acordo com o cenário MERGE 1 não terá um impacto muito significativo nos preços de mercado, face aos preços previstos para 2020, sem a inclusão de veículos elétricos. O impacto previsto será maior nas horas de vazio.

6.4.5.3. Mês de Novembro

Por fim, realizaram as simulações realizadas para o mês de Novembro, apresentando-se na Figura 6.37., os resultados para o caso em que o período de carregamento dos VE se inicia às 20h.

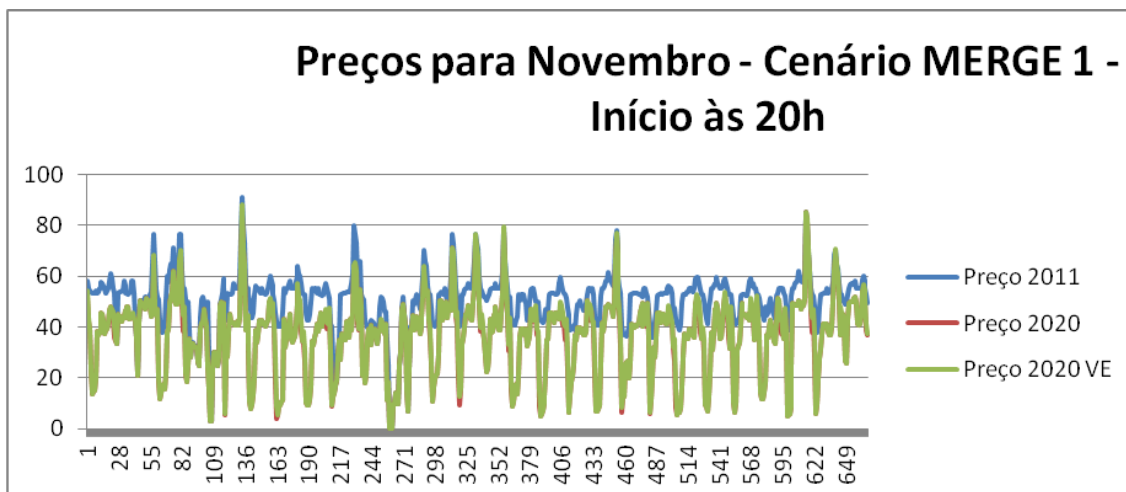


Figura 6.37 - Análise de Preços Mensais - Novembro - MERGE 1.

A média dos preços de 2011 obtida é de 50,72 €/MWh, enquanto que para 2020, sem VE, se prevê que seja de cerca de 36,99 €/MWh e para 2020, com VE, cerca de 37,57 €/MWh. Tais valores indicam que, em 2020, o impacto dos veículos elétricos nos preços da eletricidade não será muito elevado, sendo de apenas cerca de 0,50 €/MWh, para este caso. A redução de preço em 2020 face aos preços de 2011 é bastante elevada: cerca de 13 €/MWh.

No que toca aos resultados obtidos para a hora 1 e para a hora 20, os mesmos encontram-se nas Figuras 6.38. e 6.39..



Figura 6.38 - Análise de Preços Mensais - Novembro - MERGE 1.

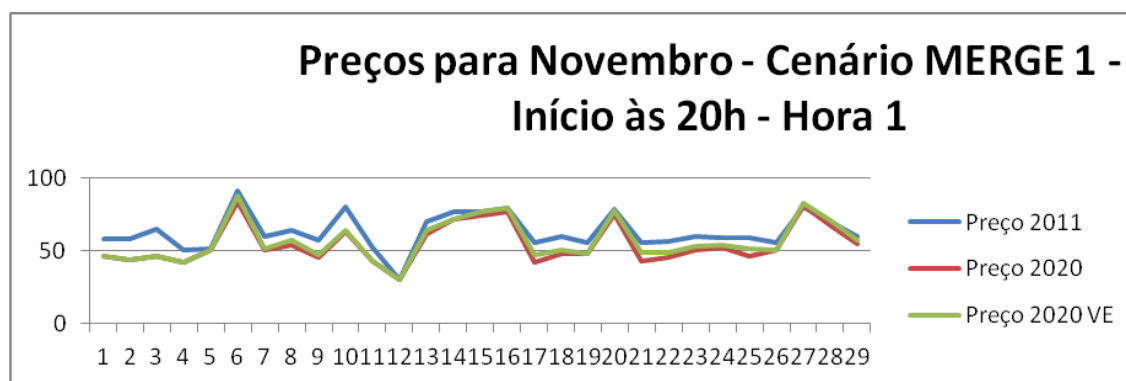


Figura 6.39 - Análise de Preços Mensais - Novembro - MERGE 1.

Como se pode verificar, existe uma supressão de apenas um valor para a 20, sendo que para o caso da hora 1, não há qualquer alteração do número de valores.

No caso da hora 1, a média dos preços para 2011 é de 48,82 €/MWh, enquanto que a dos preços de 2020 sem veículos elétricos é de 31,75 €/MWh e com veículos elétricos é de 34,03 €/MWh. Como se pode verificar, a redução de preços em 2020 face aos registados em 2011 é muito significativa, atingindo cerca de 14 €/MWh, o que coloca a redução média para esta hora ligeiramente acima da média mensal. Para além disso, verifica-se ainda que o aumento de preço da eletricidade é cerca de 3 €/MWh, no caso de existirem veículos elétricos, em 2020.

No caso da hora 20, a média dos preços para 2011 é de 62,83 €/MWh, enquanto que a dos preços de 2020 sem veículos elétricos é de 54,67 €/MWh e com veículos elétricos é de 56,53 €/MWh. Estes valores são bastante mais elevados que os verificados anteriormente, uma vez que se referem a uma hora de ponta. A redução de preço da eletricidade em 2020 face a 2011 é de cerca de 6 €/MWh, neste caso, enquanto que o aumento de preço devido à existência de veículos elétricos, nas quantidades definidas em MERGE 1 e com o período de carregamento a iniciar-se às 20 horas é de cerca de 2 €/MWh.

Considerando agora que o período de carregamento se inicia às 0h, os resultados obtidos para a análise mensal deste caso apresentam-se na Figura 6.40..

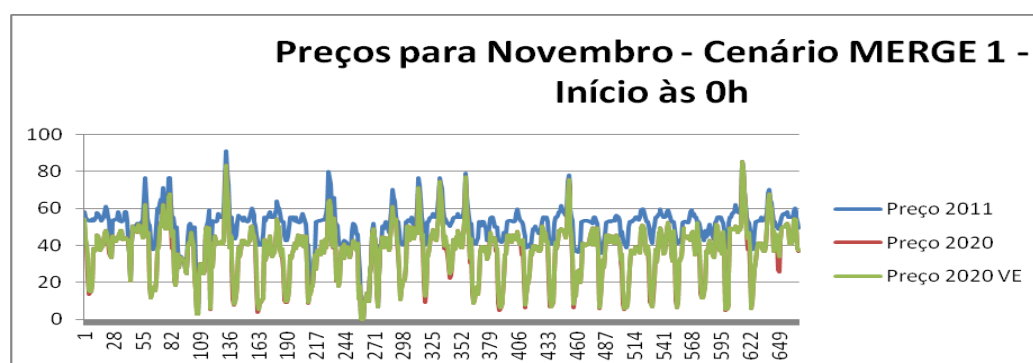


Figura 6.40 - Análise de Preços Mensais - Novembro - MERGE 1.

Para este caso, a média dos preços previstos para 2020, com VE, cerca de 37,43 €/MWh, um valor muito próximo do valor obtido no caso em que o cenário de carregamento se inicia às 20 horas.

No que toca aos resultados obtidos para a hora 1 e para a hora 20, os mesmos encontram-se nas Figuras 6.41. e 6.42..

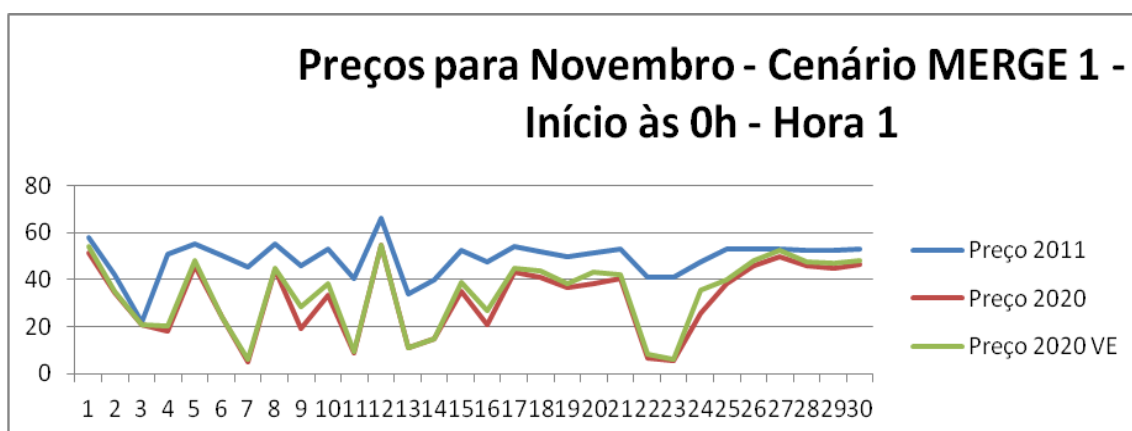


Figura 6.41 - Análise de Preços Mensais - Novembro - MERGE 1.



Figura 6.42 - Análise de Preços Mensais - Novembro - MERGE 1.

Para a hora 1, a média dos preços de 2020 sem veículos elétricos é de 31,75 €/MWh e com veículos elétricos é de 34,03 €/MWh. Pode-se confirmar que os valores são iguais aos obtidos no caso anterior, no qual o período de carregamento se iniciava às 20 horas.

Para a hora 20, verifica-se que os preços de 2020 são iguais, quer existam veículos elétricos, quer não existam.

Conclui-se que o impacto da existência de veículos elétricos em carregamento nos preços previstos para o mês de Novembro não será muito significativo, uma vez que, no pior caso, rondará os 3 €/MWh, face a um cenário previsto para 2020, sem veículos elétricos. Para este mês verifica-se ainda que a escolha entre o cenário de carregamento com início às 20 horas e o com início às 0 horas não conduzirá a grandes alterações nos preços.

Por fim, em jeito de resumo, apresentam-se, na Tabela 6.23., os valores médios apresentados no decorrer desta secção.

Tabela 6.23 – Valores médios dos preços nos meses simulados.

	Março		Julho		Novembro	
	20 horas	0 horas	20 horas	0 horas	20 horas	0 horas
Média Mensal						
2011	47,56	47,56	51,14	51,14	50,72	50,72
2020 sem VE	39,77	39,77	40,16	40,16	36,99	36,99
2020 com VE	40,27	40,26	40,64	40,72	37,57	37,43
Média Mensal para a Hora 1						
2011	47,19	47,19	53,33	53,33	48,82	48,82
2020 sem VE	35,8	35,8	48,14	48,14	31,75	31,75
2020 com VE	38,37	38,37	50,27	50,27	34,03	34,03
Média Mensal para a Hora 20						
2011	53,49	53,49	51,69	51,69	62,83	62,83
2020 sem VE	48,85	48,85	44,93	44,93	54,67	54,67
2020 com VE	50,18	48,85	45,64	44,93	56,53	54,67

Capítulo 7

Conclusão

As crescentes preocupações ambientais e o aumento dos preços dos combustíveis fósseis estão na origem de importantes mudanças de paradigma no setor elétrico. Estas mudanças foram iniciadas pela aposta nas energias renováveis e passarão, inevitavelmente, pela aposta na mobilidade elétrica.

Recentemente, têm sido intensificados esforços no desenvolvimento de tecnologias que permitam a utilização massiva de veículos elétricos, nomeadamente, no que diz respeito à possibilidade da ligação destes veículos às redes elétricas e à autonomia e vida útil das suas baterias.

Para além disso, existe uma grande necessidade para se estudar o impacto que esta mudança de paradigma na mobilidade nos sistemas elétricos de energia. Nesse sentido, têm vindo a ser estudados vários pontos: impactos a nível da gestão da rede, como por exemplo, o aumento da carga e o consequente aumento dos trânsitos de potências nos ramos das redes; impactos a nível dos preços da eletricidade; impactos a nível da segurança de abastecimento; impactos a nível da qualidade de serviço; entre outros.

Todos estes estudos são extraordinariamente úteis, uma vez que há uma grande necessidade de se realizarem investimentos com o devido cuidado. Os investimentos nos sistemas elétricos de energia são geralmente muito caros e têm um período de amortização muito elevado, pelo que é extremamente fulcral que os investimentos sejam feitos corretamente.

Neste sentido, surge o estudo apresentado nesta Dissertação, com o qual se pretendeu perceber os impactos que a integração dos veículos elétricos no parque automóvel de Portugal e Espanha teriam nos diagramas de carga e nos preços da eletricidade do MIBEL, em 2020. Os resultados e as conclusões aqui retiradas poderão vir a ser importantes para o futuro, nomeadamente, no que toca ao planeamento dos sistemas elétricos de energia dos dois países. É, no entanto, de salientar que, mais importante que as conclusões apresentadas, o desenvolvimento de um programa permite que, com as devidas adaptações, facilmente se poderão retirar conclusões sobre este assunto, com base noutros pressupostos que não os utilizados neste trabalho.

O programa construído foi desenvolvido a partir de um algoritmo pré-existente que permite determinar o preço de mercado e a quantidade de energia negociada, para cada

hora, a partir da interseção das curvas de compra e de venda de energia elétrica apresentadas ao Operador de Mercado - OMIE. O programa construído funciona corretamente, como se pôde concluir após a realização de uma série de testes apresentados na Secção 5.6.. No entanto, há a ressalvar a existência de alguns pequenos problemas (mencionados na Secção 5.7.), que, apesar de tudo, não impediram a realização deste trabalho, com elevado grau de rigor.

No decorrer do estudo realizado, foram simulados vários cenários de carregamento e de número de veículos elétricos. No que toca aos cenários de carregamento, procurou-se simular três cenários especificados no projeto europeu MERGE - *Mobile Energy Resources in Grids of Electricity*. Para além disso, simulou-se ainda três cenários de carregamento de veículos elétricos, nomeadamente: um que se inicia às 20 horas e que pretende simular um comportamento dos utilizadores de VE pouco cuidado, no que toca às consequências para o sistema elétrico; um que se inicia às 0 horas e que pretende, de alguma forma, simular a implementação de uma tarifa bi-horária atrativa para os utilizadores de VE; e, por fim, um perfil de carregamento novamente com pouco cuidado no que toca às consequências para a rede elétrica, que pretendia salientar uma importante funcionalidade implementada no programa desenvolvido.

Foram escolhidos dois dias típicos de inverno e de verão e, para cada um, foi simulado cada um dos três cenários de carregamento, tendo sido, para cada um desses cenários, simulados todos os cenários de número de veículos elétricos. No total, foram realizadas 18 simulações diferentes.

Depois de analisados os resultados dessas simulações, conclui-se que a nível do impacto nos diagramas de cargas, o cenário de número de veículos denominado “MERGE 3” é o mais relevante. De facto, por ser um cenário com maior número de veículos elétricos previstos para 2020, é também o cenário em que é necessário mais energia para o carregamento das baterias desses veículos. No lado oposto, encontra-se o cenário denominado “MERGE 1”.

Quer a nível de preços, quer a nível de impactos nos diagramas de carga, verifica-se que o cenário de carregamento iniciado às 0 horas permite obter melhores resultados, uma vez que utiliza horas de vazio para realizar os carregamentos. Há a destacar que se verifica um impacto muito significativo, para os dois dias analisados e que os preços da eletricidade para as horas de vazio, nomeadamente para as primeiras três horas do dia, aumentam consideravelmente. Em certas situações, esse aumento chega quase aos 100%.

Conclui-se ainda que, para o cenário de carregamento construído, pelo facto de os carregamentos de veículos elétricos se encontrarem muito dispersos (por três períodos de carregamento distintos), os impactos no diagrama de cargas são muito reduzidos, para todos os cenários de números de veículos elétricos. Conclui-se, portanto, que será uma boa solução para evitar problemas na gestão dos sistemas elétricos de energia.

Por outro lado, em todos os cenários MERGE, o dia 4 de Janeiro apresenta médias de preços mais elevados, se o período de carregamento se iniciar às 20 horas. Para os restantes cenários, é complicado retirar-se uma conclusão óbvia. Verifica-se, no entanto, que as diferenças entre os resultados para os dois dias não são muito significativas, pelo que fica em aberto uma generalização destas conclusões.

Para além disso, procurou-se ainda realizar uma análise mais aprofundada dos impactos que a integração de veículos elétricos no parque automóvel de Portugal e Espanha tem nos

preços da eletricidade do MIBEL. Para tal, simulou-se o cenário de veículos elétricos que maior probabilidade tem de ocorrer: o chamado cenário “MERGE 1”. Este cenário foi simulado para três meses do ano de 2020: Março, Julho e Novembro. Como se verificou na Secção 6.4.5, os impactos da integração de veículos elétricos nas quantidades definidas pelo primeiro cenário do projeto MERGE não são muito significativos. De facto, verificou-se que o aumento nos preços da eletricidade do cenário de 2020 com veículos elétricos face ao cenário de 2020 sem veículos elétricos se encontra, na maior parte dos casos analisados, entre 0 e 3 €/MWh. Para além disso, nessa mesma secção verificou-se que a escolha do período de carregamento entre o que se inicia às 20 horas e o que se inicia às 0 horas não é muito relevante, para um cenário de número de veículos elétricos definido oportunamente.

Ainda no âmbito descrito no parágrafo anterior, verificou-se que a existência de veículos elétricos conectados à rede elétrica para carregamento não afeta a prevista descida nos preços da eletricidade para 2020, face aos valores registados em 2011.

Da análise realizada para os três meses, em geral, conclui-se que a mesma apresenta uma tendência clara, não só face à descida dos preços da eletricidade para 2020, no caso de haver veículos elétricos, mas ainda no que diz respeito ao ligeiro aumento que se verificará em 2020, face ao caso em que não existiriam veículos elétricos. Essa tendência poderá ser extrapolada para os restantes meses do ano.

Por fim, conclui-se que a seleção dos cenários simulados permitiu adquirir uma visão abrangente do problema em causa. Possibilitou ainda retirar importantes conclusões que poderão ser extrapoladas para outros dias e outros meses de 2020 e que podem ser facilmente confirmadas, através da correta utilização do programa desenvolvido nesta Dissertação.

Como trabalho futuro, propõe-se uma melhoria no programa desenvolvido e uma futura adaptação do mesmo a um estudo mais alargado que o horizonte temporal de um ano. Dessa forma, poder-se-ia obter interessantes conclusões quanto ao impacto da integração de veículos elétricos nos sistemas elétricos Português e Espanhol, num horizonte de cinco anos, por exemplo. Tais conclusões poderiam constituir uma importante base para o planeamento dos investimentos a realizar nos próximos anos.

Referências

- [1] Tomé Saraiva, João Paulo; Pereira da Silva, José Luís Pinto; Ponce de Leão, Maria Teresa, “Mercados de Electricidade - Regulação e Tarificação de Uso das Redes”, 2002.
- [2] Tomé Saraiva, João Paulo, “Mercados de Electricidade - Regulação e Tarificação de Uso das Redes”, slides da Disciplina “Mercados e Qualidade”, Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, 2010/2011.
- [3] Directiva 96/92/CE do Parlamento Europeu e do Conselho de 19 de Dezembro de 1996.
- [4] Isabel Soares, Maria, conteúdos da Disciplina “Economia dos Mercados”, Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, 2011/2012.
- [5] Tomé Saraiva, João Paulo, conteúdos da Disciplina “Regulação e Mercados”, Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, 2011/2012.
- [6] Directiva 2003/54/CE do Parlamento Europeu e do Conselho de 26 de Junho de 2003.
- [7] Directiva 2009/72/CE do Parlamento Europeu e do Conselho de 13 de Julho de 2009.
- [8] Resultados de Mercado do MIBEL. Disponível em <http://www.omie.es/files/flash/ResultadosMercado.swf>. Último acesso em Maio 2012.
- [9] Informação sobre o Nord Pool. Disponível em <http://www.nordpoolspot.com/About-us/History/>. Último acesso em Março 2012.
- [10] Informação sobre o Nord Pool. Disponível em <http://www.nordpoolspot.com/How-does-it-work/Day-ahead-market-Elspot-/>. Último acesso em Março 2012.
- [11] Informação sobre o Nord Pool. Disponível em <http://www.nordpoolspot.com/How-does-it-work/Intraday-market-Elbas/>. Último acesso em Março 2012.
- [12] Informação sobre o Nord Pool. Disponível em <http://www.nordpoolspot.com/How-does-it-work/Bidding-areas/>. Último acesso em Março 2012.
- [13] Informação sobre o Nord Pool. Disponível em <http://www.nordpoolspot.com/Templates/Pages/MapPageTemplate.aspx?id=1449&epslanguage=en>. Último acesso em Março 2012.
- [14] Informação sobre o Nord Pool. Disponível em <http://www.nordpoolspot.com/How-does-it-work/Day-ahead-market-Elspot-/System-price-different-from-area-price/>. Último acesso em Março 2012.
- [15] Informação sobre o Nord Pool. Disponível em <http://www.nordpoolspot.com/How-does-it-work/Day-ahead-market-Elspot-/Price-calculation/>. Último acesso em Março 2012.
- [16] Costa Matos, Manuel António Cerqueira da, conteúdos da Disciplina “Operação do Sistema”, Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, 2011/2012.

- [17] “Desenvolvimento de Ferramentas de Análise do Impacto Técnico da Integração de Microprodução e Veículos Elétricos - Parte II”. Dezembro de 2011. Redes Elétricas Inteligentes com Veículos Elétricos - REIVE.
- [18] C. C. Chan. “The State of the Art of Electric, Hybrid, and Fuel Cell Vehicles”. Abril 2007. Proceedings of the IEEE, vol. 95, no. 4.
- [19] Informação sobre Hybrid Electric Vehicles. Disponível em http://en.wikipedia.org/wiki/Hybrid_electric_vehicle. Último acesso em Fevereiro 2012.
- [20] Informação sobre Veículos Elétricos. Disponível em <http://www.carrosecologicos.net/mitsubishi-i-miev/>. Último acesso em Maio 2012.
- [21] Informação sobre Veículos Elétricos. Disponível em <http://publicicar.blogspot.pt/2011/05/o-futuro-esta-proximo-o-nissan-leaf-e-o.html>. Último acesso em Maio 2012.
- [22] Informação sobre Veículos Elétricos. Disponível em <http://carros.blog.com/2011/01/chevrolet-volt-sera-que-vem-pro-brasil/>. Último acesso em Maio 2012.
- [23] Omonowo D. Momoh, Michael O. Omoigui. “An Overview of Hybrid Electric Vehicle Technology”. 2009. IEEE.
- [24] Pedro Melo, Rui Esteves Araújo, Ricardo de Castro. “Overview on Energy Management Strategies for Electric Vehicles - Modelling, Trends and Research Perspectives”.
- [25] João A. Peças Lopes, Filipe Joel Soares, Pedro M. Rocha Almeida. “Integration of Electric Vehicles in the Electric Power System”. Janeiro 2011. Proceedings of the IEEE, vol. 99, no. 1.
- [26] Informação sobre Battery Electric Vehicles. Disponível em http://en.wikipedia.org/wiki/Battery_electric_vehicle. Último acesso em Fevereiro 2012.
- [27] “Evaluation of the impact that a progressive deployment of EV will provoke on electricity demand, steady state operation, market issues, generation schedules and on the volume of carbon emissions - electric vehicles penetration scenarios in Germany, UK, Spain, Portugal and Greece”. Mobile Energy Resources in Grids of Electricity - MERGE. Task 3.2. Fevereiro 2011.
- [28] Hugo Neves de Melo, João P. Trovão, Paulo G. Pereirinha. “Batteries Usability for Electric Vehicle Powertrain”.
- [29] Alireza Khaligh, Zhihao Li. “Battery, Ultracapacitor, Fuel Cell, and Hybrid Energy Storage Systems for Electric, Hybrid Electric, Fuel Cell, and Plug-in Hybrid Electric Vehicles: State of Art”. 2010. IEEE.
- [30] Informação sobre o veículo Nissan Leaf. Disponível em http://www.nissanusa.com/leaf-electric-car/feature/pricing_information#/leaf-electric-car/feature/pricing_information. Último acesso em Fevereiro 2012.
- [31] Ricardo J. Bessa, Manuel A. Matos. “The role of na Aggregator Agent for EV in the Electricity Market”. Novembro 2010. 7th Mediterranean Conference and Exhibition on Power Generation, Transmission, Distribution and Energy Conversion.
- [32] “Identification of traffic patterns and human behaviours”. Mobile Energy Resources in Grids of Electricity - MERGE. Task 1.5. Maio 2010.
- [33] Ricardo J. Bessa, Manuel A. Matos, Filipe Joel Soares, João A. Peças Lopes. “Optimized Bidding of a EV Aggregation Agent in the Electricity Market”. 2011. IEEE.
- [34] Cristiana Camus, Tiago Farias. “Impact of Electric vehicles’ charging strategies in the electricity prices”. 2011. 8th International Conference on the European Energy Market.

- [35] Informação sobre MIBEL. Disponível em <http://www.omip.pt/MarketInfo/ModelodeMercado/tabid/75/language/pt-PT/Default.aspx>. Último acesso em Março 2012.
- [36] Informação sobre MIBEL. Disponível em <http://www.omip.pt/MarketInfo/Legisla%C3%A7%C3%A3o/tabid/78/language/pt-PT/Default.aspx>. Último acesso em Março 2012.
- [37] Informação sobre MIBEL. Disponível em <http://www.omip.pt/MarketInfo/Produtos/tabid/76/language/pt-PT/Default.aspx>. Último acesso em Março 2012.
- [38] Regulamento Tarifário n.º 2/2011, de 27 de Julho de 2011
- [39] Informação sobre o modelo de mercado elétrico em Portugal. Disponível em <http://www.erse.pt/pt/electricidade/tarifaseprecos/Paginas/default.aspx>. Último acesso em Maio 2012.
- [40] “Memorando de Entendimento sobre as Condicionalidades de Política Económica”. Disponível em http://www.portugal.gov.pt/media/371372/mou_pt_20110517.pdf. Último acesso em Março 2012.
- [41] Informação sobre o modelo de mercado elétrico em Portugal. Disponível em <http://www.erse.pt/consumidor/Paginas/ExtincaoTarifasReguladas.aspx>. Último acesso em Maio 2012.
- [42] DECRETO-LEI nº 39/2010.
- [43] Informação sobre o MOBI.E. Disponível em <http://www.mobie.pt/>. Último acesso em Março 2012.
- [44] Informação sobre postos de carregamento. Disponível em <http://luzligada.blogspot.pt/2011/11/mobie-sem-freguesia.html>. Último acesso em Março 2012.
- [45] Informação sobre mudança de hora. Disponível em <http://www.oal.ul.pt/index.php?link=muda#seg>. Último acesso em Maio 2012. Observatório Astronómico de Lisboa.
- [46] Informação sobre mudança de hora. Disponível em <http://www.oal.ul.pt/index.php?link=muda#seg>. Último acesso em Maio 2012. Observatório Astronómico de Lisboa.
- [47] “Linhas de orientação para a revisão dos Planos Nacionais de Ação para as Energias Renováveis e para a Eficiência Energética”. Abirl de 2012. Governo de Portugal.