FACULDADE DE ENGENHARIA DA UNIVERSIDADE DO PORTO



Impacto da Crescente Penetração de Produção Renovável no Mercado Ibérico de Eletricidade a Longo Prazo

João Pedro Gomes Vaz Pinto

Mestrado Integrado em Engenharia Eletrotécnica e de Computadores

Orientador: João P. S. Catalão

Co-Orientador: Sérgio F. Santos

Orientador em Empresa: João Nascimento

6 de Julho, 2020

© João Pedro Gomes Vaz Pinto, 2020

Resumo

A produção de energia elétrica na Península Ibérica tem vindo a sofrer várias alterações nas últimas décadas. Estas alterações têm como base o aumento da produção a partir de fontes renováveis e o crescente aumento com as preocupações ambientais, enquadradas numa estratégia de transição para uma economia neutra em carbono. Com esta mudança, prevêem-se impactos significativos no perfil de curva do preço horário em regime de mercado liberalizado, nomeadamente no preço de mercado SPOT (OMIE) e de Futuros (OMIP).

Este trabalho procura compreender qual o impacto que a integração das energias renováveis tem nos preços desses mercados, a partir dos pressupostos teóricos dos mercados energéticos e das metas propostas pelos governos, para o contínuo investimento em energias renováveis. Partindo do princípio de que as tecnologias renováveis têm custos marginais de produção mais baixos do que as restantes tecnologias produtoras presentes no mercado energético, é esperado que os preços resultantes do mercado diminuam à medida que a produção renovável aumenta. Assim, é feita uma simulação de diferentes cenários de integração de produção renovável e análise dos impactos nos preços no MIBEL. Procedendo-se para o efeito à criação dos cenários, onde se aumentou a produção renovável para os valores que se pretendem atingir em 2030, permitindo a criação de modelos de previsão do preço. Os modelos de previsão são desenvolvidos através de Redes Neuronais Artificiais (RNA), implementadas através da ferramenta *nftool* do *software Matlab*. Estes modelos permitem obter os valores do preço para o período em análise com o incremento da produção renovável, e comparado com os valores do preço para o mesmo período, com os valores de produção reais, por forma a perceber a influência do aumento da produção renovável no preço da eletricidade.

Palavras-chave: Cenários; Energias Renováveis; Impactos no Preço; Integração de Renováveis; MIBEL; Preço da Eletricidade; Redes Neuronais Artificiais.

Abstract

Electric power production in the Iberian Peninsula has been undergoing several changes in recent decades. These changes are based on the increasing production from renewable sources and the growing concern about environmental issues, framed within a strategy of transition to a carbon-neutral economy. With this change, significant impacts are expected on the profile of hourly prices in a liberalised market regime, namely on the Spot (OMIE) and Futures (OMIP) market prices.

This work aims to understand the impacts of the integration of renewable energies on the prices of these markets, based on the theoretical assumptions of the energy markets and the targets proposed by the governments, for the continuous investment in renewable energies. Assuming that renewable technologies have lower marginal production costs than other producing technologies in the energy market, the resulting market prices are expected to decrease as renewable production increases. Therefore, a simulation of different integration scenarios of renewable production and the analysis of the impacts on prices at MIBEL are carried out. For this purpose, the scenarios were created, where renewable production was increased to the values that are expected to be reached in 2030, allowing the creation of models of price forecasting. The forecasting models are developed through Artificial Neural Networks (ANN), implemented through the Matlab NFTOOL tool. These models allow an analyst to obtain the price values for the period under analysis with the increase in renewable production, and compare them with the price values for the same period, with the real production values, to perceive the influence of the renewable production increase, in the price of electricity.

Key-words: Scenarios; Renewable Energies; Price impacts; Integration of Renewables; MIBEL; Eletricity Price; Artificial neural networks.

Agradecimentos

Gostaria de agradecer, em primeiro lugar, ao meu orientador, o prof. João Catalão e ao meu co-orientador, o Dr. Sérgio Santos, por todo o apoio que me dispensaram durante toda a elaboração desta dissertação. Agradecer também ao meu orientador externo, da empresa Energia Simples, o Eng. João Nascimento, por toda a sua colaboração.

Gostaria de agradecer, em segundo lugar, a toda a minha família, em especial aos meus pais, pois sem eles, este percurso não era possível e foram sempre, durante todos estes anos, os meus grandes pilares.

Gostaria de agradecer também a todos os meus amigos, aos amigos fora da faculdade pela preocupação e atenção que têm para comigo, e aos amigos da faculdade, também pelos mesmos motivos e ainda pelo companheirismo no estudo.

Por último, mas não menos importante, gostaria de agradecer à minha namorada, por todo o apoio incondicional que me deu sempre, e que, foi fundamental para a conclusão desta etapa da minha vida.

João Pinto

" O sucesso é ir de fracasso em fracasso sem perder entusiasmo. "

Winston Churchill

Conteúdo

1 Introdução **1**
- 1.1 Enquadramento . . . 1
- 1.2 Definição do Problema . . . 2
- 1.3 Objetivos . . . 2
- 1.4 Estrutura da Dissertação . . . 3

2 Legislação e Integração Renovável **5**
- 2.1 Enquadramento Legislativo . . . 5
  - 2.1.1 Metas da União Europeia (UE) . . . 5
  - 2.1.2 Metas de Portugal . . . 8
- 2.2 Energias Renováveis . . . 10
  - 2.2.1 Nível Mundial . . . 10
  - 2.2.2 Energias Renováveis em Portugal . . . 12

3 Mercados de Eletricidade **15**
- 3.1 Evolução do Setor Elétrico . . . 15
- 3.2 Sistema Elétrico . . . 16
- 3.3 Caso Alemão . . . 19
- 3.4 MIBEL . . . 22
  - 3.4.1 Funcionamento do Mercado . . . 24
  - 3.4.2 Modelo Organizacional . . . 25
  - 3.4.3 Mercado Spot (À vista) . . . 26
  - 3.4.4 Contratos a Prazo (Mercados Futuros) . . . 30

4 Metodologia **33**
- 4.1 Recolha e Tratamento de Dados . . . 33
- 4.2 Análise da Correlação . . . 41
- 4.3 Horizonte Temporal para Período de Teste . . . 41
- 4.4 Variáveis Utilizadas . . . 42
- 4.5 Avaliação de Desempenho . . . 43
- 4.6 Redes Neuronais Artificiais . . . 44
- 4.7 Alterações nos Valores de Produção por Tecnologia . . . 46

5 Análise e Discussão de Resultados **49**
- 5.1 Cenários de Teste . . . 49
  - 5.1.1 Período Temporal 1- Cenários de Teste . . . 50
  - 5.1.2 Período Temporal 2- Cenários de Teste . . . 52
  - 5.1.3 Período Temporal 3- Cenários de Teste . . . 53

5.2 Cenários Finais 55
5.2.1 Período Temporal 1- Cenário Final 55
5.2.2 Período Temporal 2- Cenário Final 59
5.2.3 Período Temporal 3- Cenário Final 62

6 Conclusões e Trabalhos Futuros **67**
6.1 Conclusões 67
6.2 Trabalhos Futuros 69

A Anexos **71**
A.1 Dados Meteorológicos 72
A.2 Dados das Alterações dos Valores de Produção 82

Referências **85**

Lista de Figuras

1.1 Fontes de Energia Renovável. 2

2.1 Pacote Energia Limpa para todos os Europeus- Metas Energia UE 2030. 7
2.2 Percentagem de integração de renováveis no setor de eletricidade, na UE, em 2017. 8
2.3 Pirâmide estrutural desde Metas Mundiais acerca de alterações climáticas até Metas Nacionais. 9
2.4 Metas de Portugal em matéria de Energia e Clima. 10
2.5 Os 10 países com maior capacidade instalada de energia renovável no mundo. . . 11
2.6 Empregos ligados à energia renovável, por tecnologia. 12
2.7 Evolução da Potência Instalada e Ponta em Portugal. 13

3.1 Esquema geral do funcionamento do sistema elétrico. 17
3.2 Esquema geral do funcionamento do modelo de mercado elétrico de concorrência total. 19
3.3 Quota-parte de energias renováveis no consumo bruto de eletricidade na Alemanha. 20
3.4 Quota-parte na produção total de energias renováveis em 2015 na Alemanha. . . 21
3.5 Organograma do OMI. 24
3.6 Curva oferta vs procura. 27
3.7 Esquema de formação do preço da energia no mercado diário. 28
3.8 Estrutura das sessões diárias de negociação do mercado intradiário. 29

4.1 Fluxograma geral para modelos de RNA. 45
4.2 Estrutura de uma rede neuronal na ferramenta *nftool* do *Matlab*. 46

5.1 Comparação de todos os valores reais com os valores previstos no P. Temporal 1 do Cenário de Teste. 51
5.2 Comparação dos valores médios dos valores reais com os previstos no P. Temporal 1 do Cenário de Teste. 51
5.3 Comparação de todos os valores reais com os valores previstos no P. Temporal 2 do Cenário de Teste. 52
5.4 Comparação dos valores médios dos valores reais com os previstos no P. Temporal 2 do Cenário de Teste. 53
5.5 Comparação de todos os valores reais com os valores previstos no P. Temporal 3 do Cenário de Teste. 54
5.6 Comparação dos valores médios dos valores reais com os previstos no P. Temporal 3 do Cenário de Teste. 54
5.7 Comparação de todos os valores reais com os valores previstos no P. Temporal 1 do Cenário Final. 56

5.8 Comparação dos valores médios dos valores reais com os previstos no P. Temporal 1 do Cenário Final. 58
5.9 Comparação de todos os valores reais com os valores previstos no P. Temporal 2 do Cenário Final. 59
5.10 Comparação dos valores médios dos valores reais com os previstos no P. Temporal 2 do Cenário Final. 62
5.11 Comparação de todos os valores reais com os valores previstos no P. Temporal 3 do Cenário Final. 63
5.12 Comparação dos valores médios dos valores reais com os previstos no P. Temporal 3 do Cenário Final. 66

A.1 Evolução da capacidade instalada para a produção de eletricidade por tecnologia em Portugal (Horizonte 2030). 82
A.2 Evolução da capacidade instalada para a produção de eletricidade por tecnologia em Espanha (Horizonte 2030) - Cenário Tendencial. 83

Lista de Tabelas

2.1 Objetivos da proposta da Comissão de uma nova diretiva. 7
2.2 Distribuição da capacidade instalada por FER (MW). 13

4.1 Valores médios meteorológicos para a Península Ibérica. 36
4.2 Amostra de dados do modelo separado (1). 37
4.3 Amostra de dados do modelo separado (2). 38
4.4 Amostra de dados do modelo separado (3). 39
4.5 Amostra de dados do modelo único. 40
4.6 Coeficiente de Pearson de todas as variáveis em relação ao Preço. 41
4.7 Percentagens da alteração dos valores de produção por tecnologia. 47

5.1 Resultados do erro MAPE para os cenários de teste. 50
5.2 Média de preço por hora para os 4 meses no P. Temporal 1 do Cenário de Teste. . 51
5.3 Média de preço por hora para os 4 meses no P. Temporal 2 do Cenário de Teste. . 53
5.4 Média de preço por hora para os 4 meses no P. Temporal 3 do Cenário de Teste. . 55
5.5 Média de preço por hora para os 4 meses no P. Temporal 1 do Cenário Final. . . . 57
5.6 Preço médio para as 24 horas do dia no P. Temporal 1 do Cenário Final. 57
5.7 Média de preço por hora para os 4 meses no P. Temporal 2 do Cenário Final. . . . 60
5.8 Preço médio para as 24 horas do dia no P. Temporal 2 do Cenário Final. 61
5.9 Média de preço por hora para os 4 meses no P. Temporal 3 do Cenário Final. . . . 64
5.10 Preço médio para as 24 horas do dia no P. Temporal 3 do Cenário Final. 65

A.1 Dados Meteorológicos Mensais- Cidade do Porto. 72
A.2 Dados Meteorológicos Mensais- Cidade de Lisboa. 73
A.3 Média dos Dados Meteorológicos Mensais para Portugal. 74
A.4 Dados Meteorológicos Mensais- Cidade de Vigo. 75
A.5 Dados Meteorológicos Mensais- Cidade de Zaragoza. 76
A.6 Dados Meteorológicos Mensais- Cidade de Madrid. 77
A.7 Dados Meteorológicos Mensais- Cidade de Málaga. 78
A.8 Dados Meteorológicos Mensais- Cidade de Alicante. 79
A.9 Dados Meteorológicos Mensais- Cidade de Barcelona. 80
A.10 Média dos Dados Meteorológicos Mensais para Espanha. 81

Abreviaturas e Símbolos

CMVM	Comissão do Mercado de Valores Mobiliários
CNE	Comissão Nacional de Energia
CNMV	Comissão Nacional do Mercado de Valores
EE	Energia Elétrica
ERSE	Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos
FER	Fontes de Energia Renovável
FEUP	Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto
MAPE	*Mean Absolute Percentage Error*
MIBEL	Mercado Ibérico de Eletricidade
OMI	Operador do Mercado Ibérico
OMIE	Operador do Mercado Ibérico de Energia—Pólo Espanhol
OMIP	Operador de Mercado Ibérico de Energia—Pólo Português
OS	Operador de Sistema
PNAER	Plano Nacional de Ação para as Energias Renováveis 2013-2020
PNEC	Plano Nacional de Energia e Clima 2021-2030
PNIEC	*Plan Nacional Integrado de Energía y Clima*
PRE	Produção em Regime Especial
REE	*Red Eléctrica de España*
REN	Redes Energéticas Nacionais
RNA	Redes Neuronais Artificiais
SEE	Sistemas Elétricos de Energia
SNIRH	Sistema Nacional de Informação de Recursos Hídricos
UE	União Europeia

Capítulo 1

Introdução

Neste capítulo, é apresentado um enquadramento do tema abordado e a definição do problema. São ainda apresentados os principais objetivos do trabalho e a estrutura deste.

1.1 Enquadramento

O setor energético, tanto em Portugal como na maioria dos países do mundo , seguia uma estrutura monopolista e a energia era produzida através de combustíveis fósseis. Com o passar dos anos e com a crise petrolífera de 1973, essa estrutura vertical que existia neste setor começou a ser questionada e começou a dar-se a liberalização do setor elétrico em muitos países. Com ela, passou a existir concorrência, tanto na produção como na comercialização de energia, o que fazia prever a oferta de melhores serviços para os consumidores, tanto ao nível da melhoria da qualidade do serviço, como ao nível do fornecimento de energia elétrica a preços mais baixos. Esta liberalização do setor implementou novas políticas, onde começaram a ser incluídas as preocupações ambientais e, com isso, a substituição das fontes de energia [1].

Assim, e aliado a esta desverticalização do setor, temas como a sustentabilidade do planeta, o aquecimento global e mitigação das alterações climáticas começaram também a tornar-se uma questão prioritária para as políticas energéticas em quase todos os países no mundo. De forma a reduzir a emissão de gases com efeito de estufa e a reduzir a dependência dos combustíveis fósseis, a solução só podia passar pela produção de energia de origem renovável. Desta feita, a transformação do setor elétrico tornou-se um dos principais pilares para os governos, inicialmente com a liberalização do setor e, posteriormente, com a preocupação do impacto ambiental que a produção de eletricidade trazia e, assim, a necessidade do emergir das energias renováveis [2].

Para promover o investimento deste tipo de produção de energia, as políticas atuais procuram criar incentivos à produção de energia renovável, e procuram também criar metas de produção deste tipo de tecnologia para os próximos anos, quer a nível da península ibérica quer a nível europeu [3]. Estas metas têm como grande objetivo atingir a neutralidade carbónica em 2050 no setor energético [4].

Nesta perspetiva, as energias renováveis têm vindo a ganhar um domínio como tecnologia emergente nos mercados elétricos e trazem alterações nos mercados, tanto ao nível dos preços, como ao nível da volatilidade e incerteza que estas tecnologias têm. Com o aumento considerável previsto da produção através de Fontes de Energia Renovável (FER), presentes na Figura 1.1 [5], no mercado, o seu maior inconveniente é a imprevisibilidade da sua produção.



Figura 1.1: Fontes de Energia Renovável.

1.2 Definição do Problema

Com a alteração do paradigma da produção de energia elétrica, prevêem-se impactos significativos no preço de mercado, assim como alterações significativas no perfil de curva do preço horário em regime de mercado liberalizado. Existe a ideia de que o investimento na geração renovável trará a redução dos preços da eletricidade nos mercados grossistas. A confirmação e a estimativa dessa redução do preço de eletricidade devido ao aumento da produção renovável é a questão principal a desenvolver nesta dissertação. Para isto, será feita uma análise ao preço de eletricidade do mercado com os valores atuais de produção e serão feitas simulações com alterações nos valores de produção, alterações estas que serão baseadas nas metas definidas por Portugal e Espanha para 2030. Desta forma, poderá ser feita uma comparação dos valores do preço e, assim, perceber o impacto que o aumento da produção renovável terá nos preços de eletricidade no Mercado Ibérico de Eletricidade (MIBEL).

1.3 Objetivos

Esta dissertação tem como principal objetivo a análise do impacto da crescente penetração de produção renovável no MIBEL a longo prazo. Para isto, este trabalho passará por diversas etapas,

onde se pretendem atingir os seguintes objetivos:

- Estudo das políticas atuais para o incentivo da produção de energia renovável na Península Ibérica, assim como também na União Europeia;
- Extração, tratamento e análise de dados que influenciarão o preço da energia elétrica;
- Construção de modelos de previsão do preço através de Redes Neuronais Artificiais (RNA);
- Simulação de cenários com alterações de produção por tecnologia estipuladas para 2030 com base nos modelos construídos de previsão do preço, e posterior análise dos impactos nos preços no MIBEL.

1.4 Estrutura da Dissertação

A presente dissertação está dividida em 6 capítulos, que são apresentados de forma sucinta em baixo.

No capítulo 1, é feito um enquadramento do tema abordado, é apresentada a definição do problema, os principais objetivos a atingir e a estrutura da dissertação.

No capítulo 2, é apresentada uma revisão bibliográfica, onde é feito um enquadramento legislativo, apresentando as políticas de incentivo e as metas propostas das energias renováveis. É também abordado o tema do desenvolvimento da produção renovável a nível mundial e apenas em Portugal.

No capítulo 3, e uma vez que o tema abordado remete ao MIBEL e os mercados elétricos contêm algumas especificidades, são apresentados e descritos aspetos técnicos e económicos do funcionamento do sistema elétrico, assim como a evolução deste setor. É também apresentado o MIBEL, descrevendo-se a sua formação e constituição , o seu funcionamento e o seu modelo organizacional. É ainda apresentado o caso alemão, uma vez que a Alemanha é uma referência para os outros países na integração de produção renovável em mercado.

No capítulo 4, é apresentada a metodologia implementada para a realização do objetivo principal do trabalho, através da apresentação da recolha e tratamento de dados, da análise da correlação efetuada, do horizonte temporal escolhido para análise, das variáveis utilizadas no modelo, dos indicadores usados para avaliação do desempenho dos modelos criados, da explicação das RNA e das alterações realizadas nos valores de produção por tecnologia.

No capítulo 5, é apresentada a análise e discussão dos resultados obtidos, onde são apresentados os resultados obtidos para os vários períodos temporais, tanto para os cenários de teste como para os cenários finais. Os resultados são apresentados através de figuras e tabelas, e são feitas análises para cada simulação.

Por último, no capítulo 6, são apresentadas as conclusões finais retiradas deste trabalho, assim como propostas para trabalhos futuros no tema.

Capítulo 2

Legislação e Integração Renovável

Neste capítulo é apresentado o enquadramento legislativo da integração de energias renováveis face às metas estabelecidas na União Europeia e em Portugal. Neste seguimento é também apresentado o estado da integração de energia renovável a nível mundial, seguido da particularização do caso português.

2.1 Enquadramento Legislativo

2.1.1 Metas da União Europeia (UE)

Nos dias de hoje, a preocupação com a sustentabilidade é cada vez maior e as Fontes de Energia Renovável (FER) são o pilar para garantir essa sustentabilidade do planeta no que toca ao setor energético. O impacto ambiental que a geração de eletricidade tem através de fontes não renováveis, como os combustíveis fósseis, tem sido debatido a nível mundial e os governos têm vindo a implementar políticas de apoio à produção através de FER, como subsídios políticos, prioridade legal sobre outras fontes de energia, tarifas *feed-in* pagas pelos clientes finais e adoção da regra de ordem de mérito [6], [7]. Tudo isto com o intuito de, num futuro próximo, extinguir a produção de eletricidade através de fontes de energia não renovável, de modo a preservar o meio ambiente. Assim, "as fontes de energia renovável (energia eólica, energia solar, energia hidroelétrica, energia dos oceanos, energia geotérmica, biomassa e biocombustíveis) constituem alternativas aos combustíveis fósseis que contribuem para a redução das emissões de gases com efeito de estufa, diversificam o aprovisionamento energético e reduzem a dependência em relação a mercados de combustíveis fósseis pouco fiáveis e voláteis, em particular os do petróleo e do gás. A legislação da UE relativamente à promoção das energias renováveis evoluiu significativamente nos últimos anos. O futuro quadro político para o período pós-2030 está a ser debatido" [8].

As metas propostas pela UE têm vindo a ser sucessivamente atualizadas, de forma a garantir a contínua e crescente aposta na produção de eletricidade através de FER. Segundo o Artigo 194.º do Tratado sobre o Funcionamento da União Europeia, "a política da UE no domínio da energia tem por objetivo promover o desenvolvimento de formas de energia novas e renováveis, de molde a alinhar e integrar com mais eficácia os objetivos em matéria de alterações climáticas na nova

configuração do mercado."Assim, para além de uma constante atualização de metas a atingir, a UE tem vindo também a reforçar os incentivos à utilização de energias renováveis, uma vez que se comprometeu a tornar-se líder mundial neste campo.

A transformação do setor de geração de eletricidade representa um dos principais pilares da política energética da UE. Inicialmente, o foco foi a liberalização do setor, a fim de aumentar o nível de concorrência e, posteriormente, o interesse em direção ao impacto ambiental da geração de eletricidade [9].

A UE começou, em 1997, no seguimento do livro branco sobre as fontes de energia renováveis (COM(1997)0599), por definir metas de utilização de energias renováveis até 2010, com o objetivo de satisfazer 12% do consumo de energia e 22,1% do consumo de eletricidade, e estabeleceu objetivos indicativos para cada Estado-Membro na Diretiva 2001/77/CE. Posteriormente, em 2009, com a diretiva 2009/28/CE (que revoga as diretivas 2001/77/CE e 2003/30/CE), estabeleceu-se que, até 2020, 20% do consumo de energia da UE deve advir de FER, e que os Estados-Membros têm de garantir que 10% dos seus combustíveis para transportes se origine a partir de FER [8]. Uma maneira de lidar com a poluição e com as mudanças climáticas é reduzir o uso de combustíveis fósseis e aumentar a geração de eletricidade por meio de FER. A UE comprometeu-se a tornar-se líder mundial no campo das energias renováveis e, em 2009, chegou a Diretiva Energias Renováveis (UE, 2009). Segundo esta diretiva, até 2020, a UE deverá gerar 20% de energia proveniente de fontes de energia renováveis [9]. A diretiva também mostra mecanismos que os Estados-Membros podem aplicar para que possam atingir os seus objetivos propostos (regimes de apoio, garantias de origem, projetos conjuntos, cooperação entre Estados-Membros e países terceiros), e ainda critérios de sustentabilidade para os biocombustíveis [8].

A UE também já estabeleceu metas para o período pós-2020, com uma estratégia bem delineada no “Roteiro para a Energia 2050” (COM(2011)0885). Os próximos 10 anos serão essenciais para perceber a evolução e o cenário de descarbonização e, por isso, a UE aponta para uma percentagem de renováveis de pelo menos 30% até 2030. Assim, foi estabelecida uma meta obrigatória apenas para a UE em que 27% do consumo de energia tem de advir de FER [10]. A Tabela 2.1 [8] mostra os objetivos da Comissão Europeia da nova diretiva proposta.

Foi ainda proposta uma reformulação da diretiva relativa à promoção de FER, que se tornou em acordo provisório a 14 de junho de 2018, e que o Parlamento Europeu e o Conselho adotaram formalmente o texto em dezembro de 2018, onde foram estabelecidos os seguintes objetivos da EU para 2030:

- 32% do consumo global proveniente de FER;
- 14% do consumo no setor dos transportes proveniente de FER;
- Os direitos dos consumidores ao autoconsumo de FER foram reforçados, introduzindo um aumento anual de 1,3% para as FER no setor do aquecimento e da refrigeração.

Tabela 2.1: Objetivos da proposta da Comissão de uma nova diretiva.

	Objetivos
1	Reforçar a implantação de fontes de energia renováveis no setor da eletricidade;
2	Integrar as energias renováveis no setor do aquecimento e da refrigeração;
3	Descarbonizar e diversificar o setor dos transportes (com o objetivo de as energias renováveis representarem, pelo menos, 14% do consumo total de energia no setor dos transportes até 2030);
4	Capacitar e informar os clientes;
5	Reforçar os critérios de sustentabilidade da UE em matéria de bioenergia;
6	Garantir que a meta vinculativa ao nível da UE seja alcançada de forma atempada e eficaz em termos de custos.

Na Figura 2.1 [11] estão presentes as principais metas energéticas propostas pela UE a todos os países europeus para 2030.

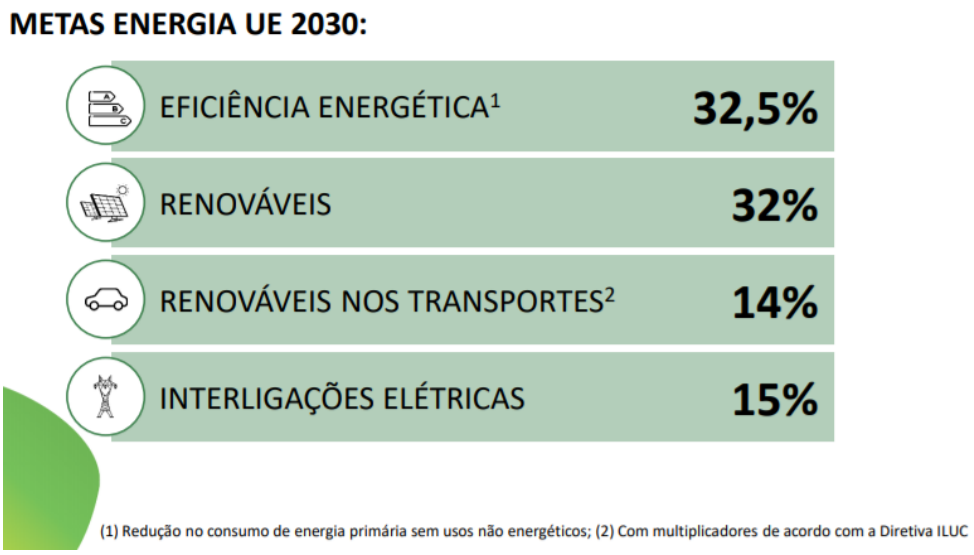


Figura 2.1: Pacote Energia Limpa para todos os Europeus- Metas Energia UE 2030.

O mercado de eletricidade Europeu tem neste momento como grandes desafios três fatores chave: A expansão das energias renováveis, especialmente a energia eólica e fotovoltaica, o phase-out da energia nuclear e a integração do mercado elétrico Europeu [12].

As energias renováveis desempenham um papel vital na conquista de um setor de energia livre de carbono. Embora a eficiência energética seja considerada crucial na redução ou limitação do consumo de combustíveis fósseis e das emissões de efeito estufa, o cumprimento dos objetivos ecológicos conforme planejado também implica aumentar o uso de FER [13].

2.1.2 Metas de Portugal

Segundo a Ficha Técnica sobre a União Europeia-Energias Renováveis [8], "a diretiva define objetivos nacionais em matéria de energias renováveis para cada país, tendo em conta o respetivo ponto de partida e o potencial global no que diz respeito a este tipo de energias. Os objetivos variam entre 10 % para Malta e 49 % para a Suécia. Cada país da UE define a forma como pretende alcançar estes objetivos e estabelece um roteiro geral para a sua política de energias renováveis no âmbito dos respetivos planos de ação nacionais na matéria. Os progressos realizados na via da concretização dos objetivos nacionais são avaliados de dois em dois anos, no âmbito da publicação de relatórios de progresso nacionais relativos às energias renováveis por parte dos países da EU."Como podemos ver na Figura 2.2 [14], Portugal foi, em 2017, o quinto país da UE com maior integração de energias renováveis na produção de energia elétrica, cerca de 54,2%.

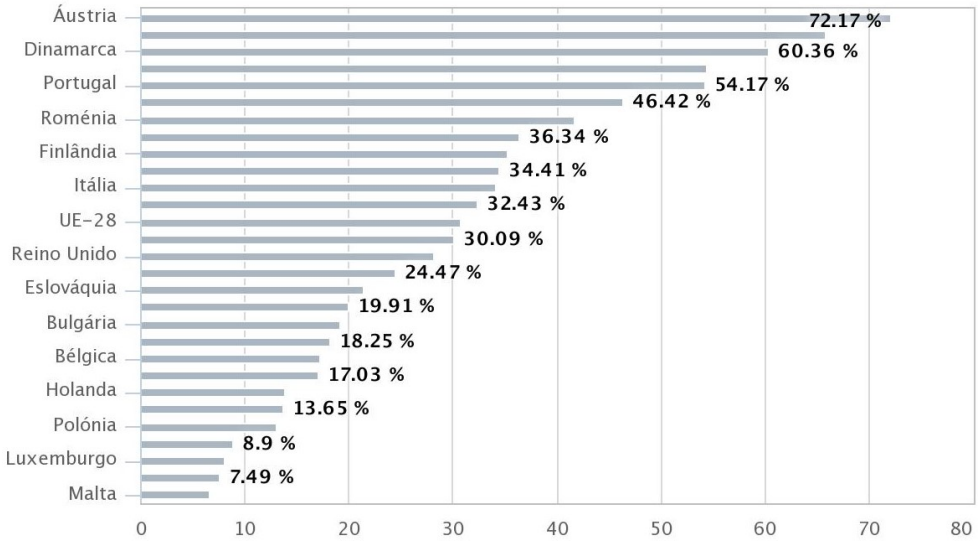


Figura 2.2: Percentagem de integração de renováveis no setor de eletricidade, na UE, em 2017.

Portugal é um dos líderes na integração de produção a partir de energia eólica e solar fotovoltaica e adotou metas de 80% de eletricidade renovável até 2030 e uma economia neutra em carbono até 2050. É necessária uma melhor interconexão com a Europa e medidas políticas claras de apoio a mercados eficazes para atingir essas metas ambiciosas [15].

Assim, em Portugal, foi estabelecido um Plano Nacional de Energia e Clima (PNEC) 2021-2030 com o intuito de definir políticas e linhas de atuação para a próxima década rumo à neutralidade carbónica em 2050. O PNEC garante coerência entre políticas nas áreas da energia e clima para a concretização das metas no horizonte 2030, em articulação com o Roteiro para a Neutralidade Carbónica 2050 [11]. Este plano está inserido na estratégia da UE e também no Acordo de Paris, acordo este que foi realizado em 2015, em que os líderes mundiais chegaram a acordo sobre novos objetivos ambiciosos para combater as alterações climáticas. Este acordo inclui um plano de ação para limitar o aquecimento global e tem como objetivo a longo prazo manter o aumento

da temperatura média mundial bem abaixo dos 2°C em relação aos níveis pré-industriais e em envidar esforços para limitar o aumento a 1,5°C. Todos os países da UE ratificaram o acordo [16]. A Figura 2.3 [11] mostra uma pirâmide estrutural invertida, começando por estratégias mundiais como o Acordo de Paris até às metas nacionais (PNEC).

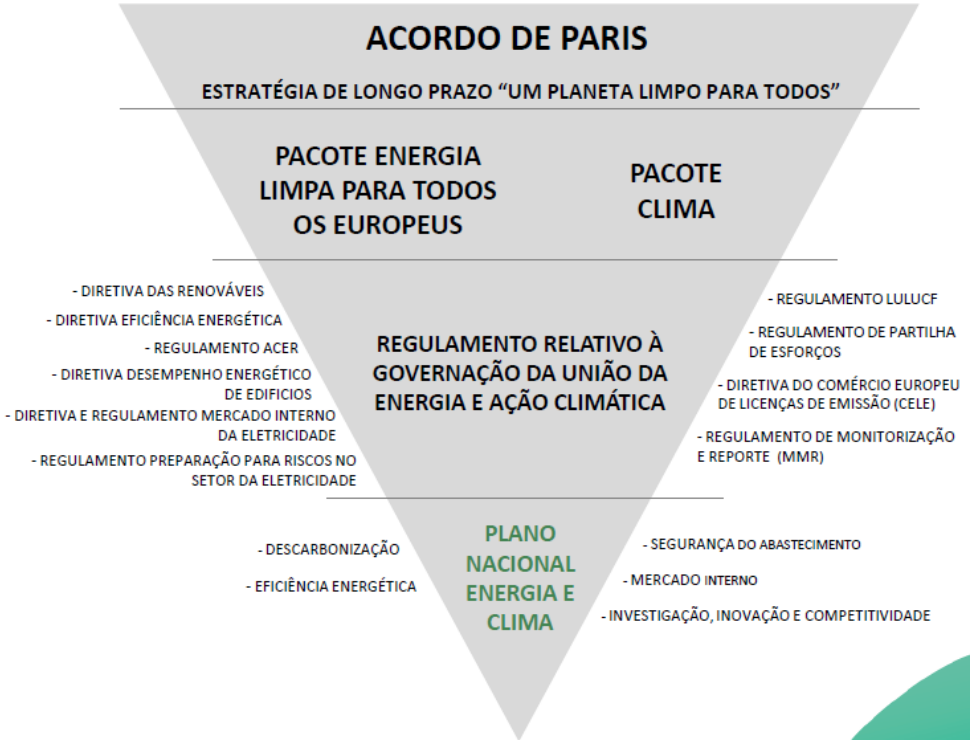


Figura 2.3: Pirâmide estrutural desde Metas Mundiais acerca de alterações climáticas até Metas Nacionais.

A visão estratégica do PNEC consiste em promover a descarbonização da economia e a transição energética visando a neutralidade carbónica em 2050. As metas definidas por este plano estão na Figura 2.4 [11].

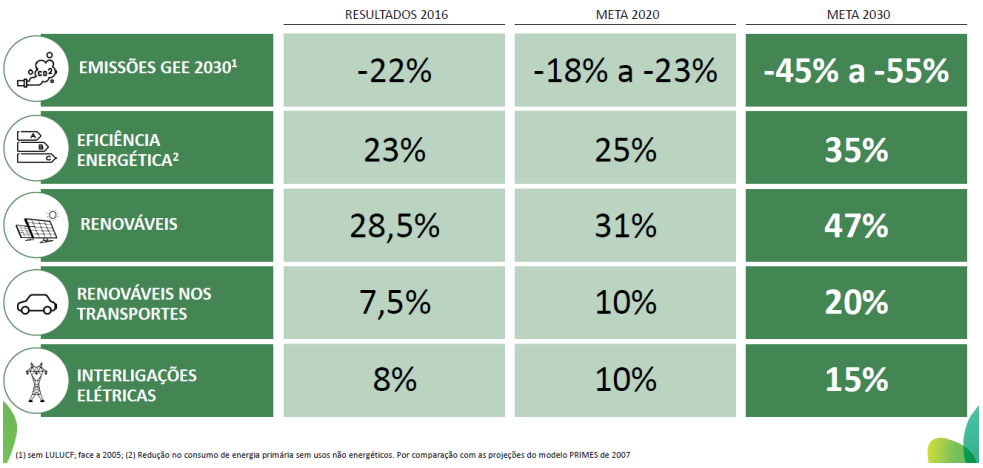


Figura 2.4: Metas de Portugal em matéria de Energia e Clima.

Em Portugal, a legislação que transpôs parcialmente a Diretiva FER e o Plano Nacional de Ação para as Energias Renováveis para o período 2013-2020 (PNAER 2020) estabelecem a meta de 31% para a utilização de energia renovável no consumo final bruto de energia e 10% para o consumo energético nos transportes, até 2020, como podemos observar na figura acima. Preveem também a incorporação de 59,6% de energia renovável na eletricidade até 2020 [14].

Portugal estabeleceu metas promissoras para a próxima década e mostra assim a sua preocupação para com a descarbonização do setor de eletricidade e também o enquadramento certo no quadro europeu no que toca a esta questão. O atual primeiro-ministro, António Costa, disse que "Portugal reafirma o seu firme compromisso de ser neutro em emissões de gases de efeito de estufa (GEE) até ao final da primeira metade do século" [11].

A vizinha Espanha tem metas propostas idênticas às de Portugal, o que faz sentido, uma vez que o MIBEL é o Mercado Ibérico de Energia onde ambos os países estão envolvidos. Assim, o governo Espanhol tem também um plano ambicioso que tem como objetivo acabar por completo com o uso de combustíveis fósseis na produção de energia, produzindo apenas através de fontes de energias renováveis, ou seja, obter 100% de produção através de FER em 2050. Querem assim diminuir em 90% as emissões de gases de efeito de estufa durante os próximos 30 anos. A lei espanhola vai assim obrigar a que 74% da produção de eletricidade seja proveniente de FER até 2030 e uma utilização de energia renovável de 42% no consumo final bruto de energia [17].

2.2 Energias Renováveis

2.2.1 Nível Mundial

Os esforços internacionais para aumentar o uso de FER foram originalmente estimulados pelos choques nos preços do petróleo dos anos 70 e pelo desejo de fontes de energia menos propensas a riscos geopolíticos [2]. Mais recentemente, o principal motor da produção de energia renovável tem sido a necessidade de ações crescentes para mitigar as mudanças climáticas, o aquecimento

global, a segurança energética e a necessidade do afastamento dos combustíveis fósseis, que dominam os sistemas globais de energia [2]. Isto levou a uma mudança radical no desenvolvimento e implantação de uma variedade de tecnologias, infraestruturas, mercados e estruturas institucionais de energia renovável que avançam e facilitam a implantação expandida de energia renovável [18].

O uso de FER para produção de energia, para além de ajudar a mitigar as alterações climáticas, promove também um crescimento na economia, promovendo novos setores económicos e de atividade, criando novos postos de emprego, e tem uma influência grande principalmente nas áreas regionais localizadas longe dos centros urbanos [19]. Também a independência e a segurança energética de um país aumenta com a diversificação de fontes de energia [20].

Impulsionada pelo desejo de controlar as mudanças climáticas e melhorar a segurança energética através de uma redução na dependência de combustíveis fósseis, como já referido anteriormente, além de ser auxiliada pelo avanço rápido da tecnologia e pela queda nos custos, as energias renováveis tiveram um estrondoso crescimento em todo o mundo nos últimos vinte anos [21]. O uso global total de energia renovável na geração de energia aumentou cerca de 40 milhões de toneladas equivalentes de petróleo em 1997 para 487 milhões de toneladas em 2017. Os governos a nível nacional, estadual e local também têm vindo a adotar políticas e mandatos para ajudar a impulsionar o desenvolvimento de fontes de energia renováveis [4].

A Figura 2.5 [22] apresenta os 10 países a nível mundial com maior capacidade instalada de energia renovável onde o Brasil lidera o ranking, seguido da China e dos EUA. É possível vizualizar também, na Figura 2.6 [22], o número e a divisão por tecnologia renovável de empregos criados diretamente ligados à produção de energia renovável, a nível mundial.

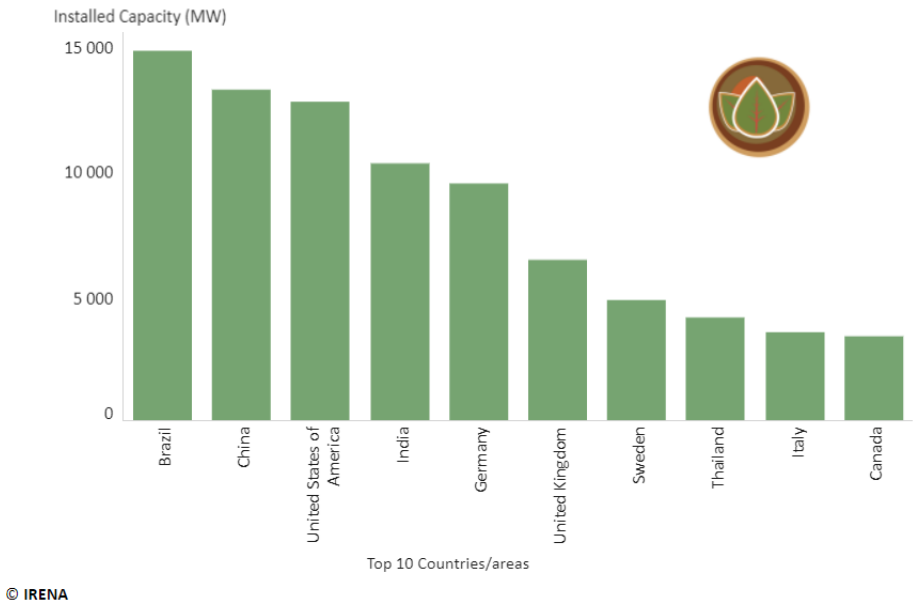


Figura 2.5: Os 10 países com maior capacidade instalada de energia renovável no mundo.

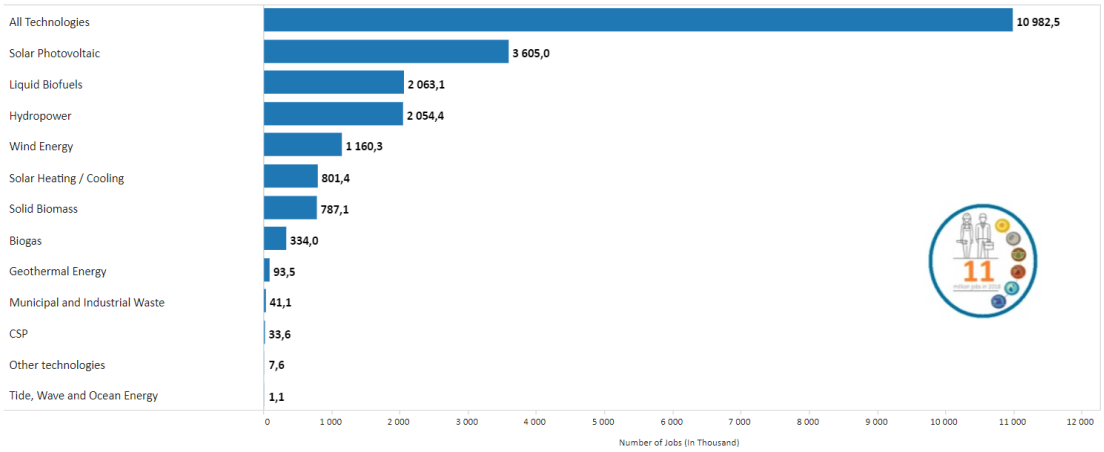


Figura 2.6: Empregos ligados à energia renovável, por tecnologia.

A ampla adoção de tecnologias de energia renovável cria oportunidades de emprego na cadeia logística. Em todo o mundo, o setor empregava 11 milhões de pessoas no final de 2018. A energia solar fotovoltaica permaneceu a principal empregadora entre as tecnologias de energia renovável em 2018, respondendo por um terço do fluxo de trabalho do setor. A Ásia hospedou mais de 3 milhões de empregos fotovoltaicos, ou quase nove décimos do total global. Os países da América Latina também testemunharam crescimento, acompanhando o aumento da procura regional de energia solar fotovoltaica [23].

O facto da energia solar fotovoltaica ser a principal empregadora entre as tecnologias de energia renovável pode ser um bom indicador para Portugal, uma vez que é esperado que seja a tecnologia renovável com maior aumento no nosso país nos próximos anos.

2.2.2 Energias Renováveis em Portugal

Fomentado pelo compromisso assumido no Acordo de Paris de transitar para uma economia neutra em carbono, o setor das energias renováveis em Portugal mantém o seu rumo crescente, estimando-se para 2030, um contributo superior a 80% no mix de produção de eletricidade no país [24].

A partir da Figura 2.7 [25], pode observar-se que desde 2010 que a potência instalada que advém de FER tem tido um grande crescimento, e é esperado que continue a crescer até se obter os desejados 100% de produção através de FER em 2050. Também se pode verificar que, nesta última década, a tecnologia renovável com maior crescimento foi a eólica e que a tecnologia solar fotovoltaica estagnou um pouco, apesar de, mesmo assim, ter tido um aumento significativo de ano para ano. No entanto, a partir de 2020, espera-se que seja a tecnologia renovável com maior crescimento em Portugal, como se pode observar na Tabela 2.2 [24].

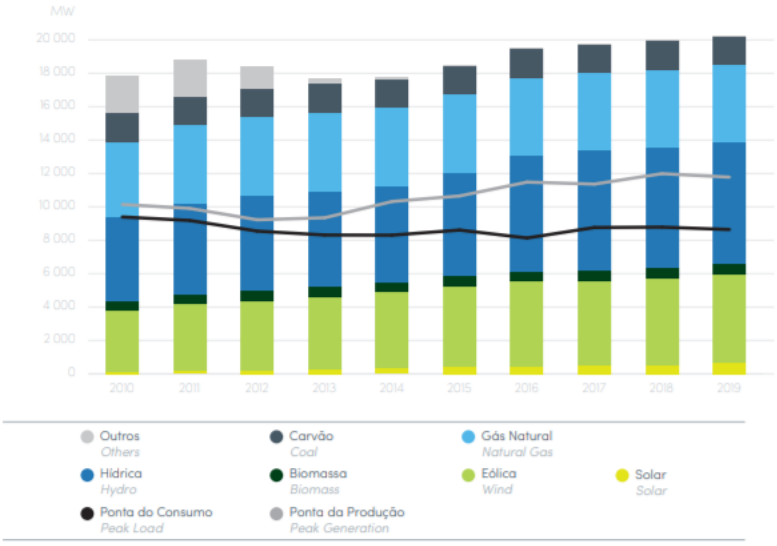


Figura 2.7: Evolução da Potência Instalada e Ponta em Portugal.

Tabela 2.2: Distribuição da capacidade instalada por FER (MW).

Ano	**2014**	**2018**	**2025**	**2030**
Total (MW)	11677	14059	23200	28300
Hídrica (%)	48%	50%	35%	31%
Eólica (%)	42%	38%	34%	33%
Solar (%)	4%	5%	28%	34%
Outras Renováveis (%)	6%	6%	3%	3%

Em 2030, estima-se que as FER serão responsáveis por mais de 28000 MW instalados, sendo a tecnologia solar a responsável pela maior contribuição, seguida da eólica e da hídrica. Entre 2018 e 2030, é expectável que a capacidade da solar fotovoltaica aumente mais de 8600 MW [24].

Em relação à criação de postos de emprego em Portugal, com o crescimento previsto da potência instalada e da geração de eletricidade de fonte renovável para os próximos anos, o impacto do setor das FER no emprego continuará a acentuar-se, em particular devido ao crescimento da tecnologia solar. A fonte solar foi a que gerou mais empregos por capacidade instalada, registando em média cerca de 10 colaboradores por MW instalado [24]. Em 2014 foram gerados, direta e indiretamente, pelo setor das FER, 41209 empregos, em 2018 evoluiu para 46790 empregos e espera-se que em 2030 sejam gerados cerca de 160000 empregos.

A rápida expansão das energias renováveis foi impulsionada pela implementação de vários mecanismos políticos, sendo um dos mais importantes a criação de *feed-in-tariff*. Neste mecanismo, uma quantia fixa de dinheiro por unidade de eletricidade renovável é paga ao produtor

de energia renovável, independentemente do valor de mercado. Estas tarifas são um incentivo ao investimento e são geralmente fixadas por um longo período de tempo, normalmente, 15 anos [26].

Em Portugal, obtiveram-se resultados muito positivos, quer ao nível do aumento da capacidade instalada renovável, quer do aumento da produção de energia renovável. Contudo, as tarifas *feed-in* representam um elevado custo para os consumidores. Em média, o sobrecusto com a produção de energia renovável situa-se em cerca de 1,2 mil milhões de euros anuais [27].

Com o objetivo de garantir a sustentabilidade do Sistema Elétrico Nacional, de garantir preços mais baixos de eletricidade para os consumidores domésticos e industriais e de continuar a promover a aposta nas energias renováveis, a política energética foca-se agora na promoção e desenvolvimento de novos investimentos em capacidade renovável sem onerar os consumidores, remunerada apenas a preços de mercado, ou seja, sem tarifas *feed-in*, com principal foco na energia solar fotovoltaica. Desde 2016, o Governo já aprovou 1173MW de novas centrais solares fotovoltaicas, sem tarifas *feed-in*. Anteriormente, o investimento em energias renováveis era associado a mais custo para os consumidores, hoje as energias renováveis são uma garantia para a diminuição de custos e para a sustentabilidade do setor energético [27].

Capítulo 3

Mercados de Eletricidade

Neste capítulo é apresentado, inicialmente, a evolução e o funcionamento do setor elétrico, e em seguida é feita uma análise do caso alemão, já que é uma referência na integração de produção renovável no mercado. É ainda apresentado o MIBEL, relativamente à sua formação e constituição, o seu funcionamento e o seu modelo organizacional.

3.1 Evolução do Setor Elétrico

Com origem no séc. XIX, o setor energético tem sofrido constantes alterações ao longo dos tempos. Inicialmente, foram implementadas redes elétricas, moldadas para grandes indústrias e numa altura em que apareceram as grandes centrais a carvão. O que resultou na criação de redes de transmissão a partir dessas grandes centrais até aos consumidores finais, em regiões distantes dos grandes centros [28]. O aparecimento de novas tecnologias e o aproveitamento de novos recursos energéticos, como por exemplo os recursos hídricos, que se encontram localizados a grandes distâncias dos locais de maior abastecimento (grandes centros) levou à criação de redes de transporte com tensões e distâncias cada vez maiores. Esta expansão do sistema foi gradual e a sua interligação tinha como objetivo desenvolver um sistema estável baseado numa qualidade de serviço cada vez maior.

Os sistemas elétricos de energia (SEE) seguiram uma estrutura vertical e um regime de monopólio natural, desde o seu começo e durante muitos anos. Neste monopólio, os elementos principais da cadeia do sistema (Produção, Transporte e Distribuição) eram feitas de forma centralizada e verticalmente integrada, sendo uma empresa a responsável pela exploração da cadeia. No entanto, em alguns países, era feita uma distribuição da exploração do SEE por região, agrupando assim várias empresas concessionárias, mas sem existir na mesma um poder competitivo, o que impedia o consumidor final de escolher o seu comercializador assim como a tarifa mais adequada à sua necessidade [28].

Com a crise petrolífera de 1973, que mais tarde foi apelidada de primeiro choque petrolífero, o preço do barril do petróleo subiu de 3 dólares para 12 dólares no mundo inteiro. Esta crise teve muitos efeitos de curto e longo prazo na política e na economia global, e estas alterações criaram

incerteza, risco elevado e a volatilidade nos diversos setores [29]. O crescimento económico dos países causou maior dificuldade de previsão de carga. Aliando a isto os avanços tecnológicos e novos modelos organizacionais começou a dar-se a liberalização do setor elétrico [30]. Foram implementadas novas políticas, baseadas na substituição das fontes de energia, em métodos para um melhor aproveitamento da energia e no aparecimento da preocupação com o ambiente. Deu-se assim, no setor elétrico, início a um processo de reestruturação e de liberalização, ao qual se pode chamar a desverticalização do setor [31]. Com isto, deu-se o aparecimento de novos agentes e a possibilidade de escolha de comercializador, levando à estabilização da construção de infraestruturas e produção de energia [1].

Os grandes objetivos desta desverticalização do setor foram a melhoria da qualidade de serviço e o fornecimento de energia elétrica aos consumidores finais a preços mais baixos. Para isso, esta reforma do setor deu origem à criação de várias empresas produtoras, entidades fornecedoras e comercializadores, o que fez introduzir a competitividade no sistema elétrico, ou seja, a existência de concorrência em diversas áreas, onde nenhuma entidade se deve apoderar de uma posição monopolista de mercado [32]. Este mercado de energia elétrica veio assim suprimir a falta de competitividade nos sistemas elétricos, invalidando os anteriores monopólios de energia, onde eram aplicados mercados regulados. Desta forma, os dois grandes objetivos da desverticalização eram cumpridos, pois com o aumento da concorrência, os preços tendiam a baixar e a permitir que os utilizadores conseguissem ter uma melhor qualidade de serviço [1].

Com esta mudança, apareceram novos agentes a operar no mercado e as empresas que antes funcionavam de forma verticalmente integrada no setor elétrico necessitaram de fazer uma separação por áreas de atividade, ou seja, em produção, transporte e distribuição até à comercialização e à regulação e operação de sistemas [33]. Os produtores competem entre si e os consumidores escolhem, de livre vontade, o seu fornecedor de energia elétrica. Mas para isto acontecer de forma saudável e justa, ou seja, para controlar a competição na produção e no mercado de retalho, foi necessário um controlo operacional independente das redes. Assim, para assegurar um acesso livre e equitativo às redes e assegurar a qualidade de serviço foi criada uma entidade independente, o Operador de Sistema (OS), que coordena, controla e monitoriza a rede elétrica.

O mercado de energia elétrica utiliza as políticas de oferta e procura, onde é possível realizar ajustes de preços. Assim, é feita a compra e venda de energia entre os vários agentes do mercado, produtores, comercializadores e consumidores, sendo então possível ter um acesso mais fácil a todas as ações que são efetuadas no mercado. Com isto, diferencia-se dos modelos anteriormente em vigor de monopólio, em que não era fácil ter acesso a informações, pois pertencia tudo a uma só empresa que tinha poder para realizar ações a seu bom proveito [1].

3.2 Sistema Elétrico

O sistema elétrico consiste na infraestrutura física para a produção, transporte e distribuição, consumo final e um mercado organizado de eletricidade. Este fluxo de eletricidade consiste nos principais operadores do sistema elétrico, que são eles os produtores, o sistema de transporte de

eletricidade, que se subdivide em sistemas para transmissões a longas distâncias, onde opera o operador da rede de transporte, e em sistemas para distribuição onde opera o operador da rede de distribuição, e por último, os comercializadores, que vendem a eletricidade ao consumidor final, tanto residenciais como industriais [34].

A Figura 3.1 [34] ilustra o funcionamento do sistema elétrico, onde é possível ver os diferentes operadores do sistema.

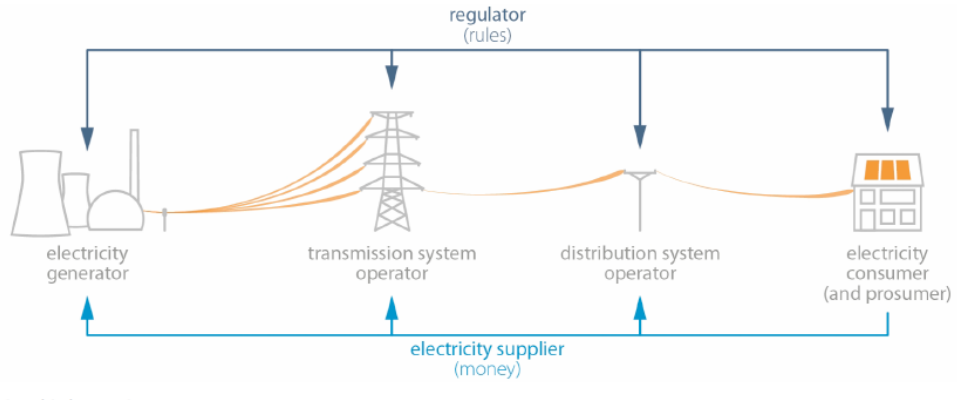


Figura 3.1: Esquema geral do funcionamento do sistema elétrico.

O mercado elétrico, onde há o fluxo de dinheiro da eletricidade que circula na rede elétrica, é composto pelas empresas e organizações que nele atuam e que são apresentadas e descritas abaixo [35]:

- Utility verticalmente integrada: Empresa que possui instalações de produção de eletricidade e redes de transporte e distribuição;
- Empresas de produção: Produzem e vendem eletricidade. Também podem vender serviços como regulação, controlo de tensão e reserva, para manter a qualidade e a segurança do fornecimento de eletricidade. Uma empresa de produção pode ter uma única central ou um conjunto de centrais de diferentes tecnologias;
- Empresa de distribuição: Possuem e operam as redes de distribuição. Num mercado verticalmente integrado, têm o monopólio da venda de energia a todos os consumidores ligados à sua rede. Num mercado liberalizado, a venda de energia aos consumidores é dividida da operação, manutenção e desenvolvimento da rede de distribuição e são os comercializadores que competem para realizar essa venda de energia;
- Comercializadores: Compram energia elétrica no mercado grossita e revendem a consumidores que não desejam ou não têm permissão para participar nesse mercado. Os comercializadores não necessitam de possuir nenhum ativo de produção, transporte ou distribuição de energia, e alguns são subsidiárias de empresas de produção ou distribuição (EDP Distribuição e EDP Comercial, no caso de Portugal);

- Operador de mercado: Normalmente administra um sistema informático que gere as licitações de compra e venda dos intervenientes no mercado, aceitando e ordenando todas as ofertas válidas;

- Operador de mercado independente: Tem a responsabilidade principal de garantir a segurança do sistema elétrico. É designado de independente porque, num mercado concorrencial, o sistema deve ser operado de maneira a não favorecer ou penalizar nenhum participante do mercado.

- Empresa de transporte: Possui as redes de transporte e os equipamentos associados (linhas, cabos, transformadores, dispositivos de compensação reativa) e é responsável pela sua operação. Opera as redes de acordo com as instruções do operador do mercado independente;

- Regulador: É o órgão governamental responsável por garantir a operação justa e eficiente do setor elétrico. Determina ou aprova as regras de funcionamento do mercado elétrico e investiga casos suspeitos de abuso de poder de mercado. Define também os preços dos produtos e serviços fornecidos pelos monopólios;

- Consumidor: Compram a eletricidade a um comercializador e alugam a conexão à rede elétrica ao seu distribuidor local. Se forem pequenos consumidores, a sua participação no mercado passa apenas pela escolha de um comercializador, por outro lado, se forem grandes consumidores, assumem um papel mais ativo no mercado, pois compram a sua eletricidade diretamente através do mercado [35].

A rede elétrica é uma rede que conecta geradores e consumidores de eletricidade através das redes de transporte e distribuição. Esta rede possui duas propriedades técnicas fundamentais, que também têm impacto nos mercados de eletricidade:

- A oferta e a procura de eletricidade na rede têm que estar sempre equilibradas, caso contrário ocorrerão falhas (apagões);

- O fluxo de eletricidade na rede não pode ser controlado, simplesmente segue o caminho de menor resistência, o que faz com que os consumidores recebam eletricidade proveniente de várias fontes [34].

No que diz respeito à organização dos mercados, como já foi dito anteriormente, existem vários modelos de mercados elétricos que têm como extremos o mercado de monopólio regulado, ou seja, estrutura verticalmente integrada, onde as utilities verticalmente integradas operam, e os modelos de concorrência total, onde tanto a produção como o retalho são livres e por isso existe concorrência. Na Figura 3.2 [35], é representado o funcionamento do modelo de mercado elétrico de concorrência total.

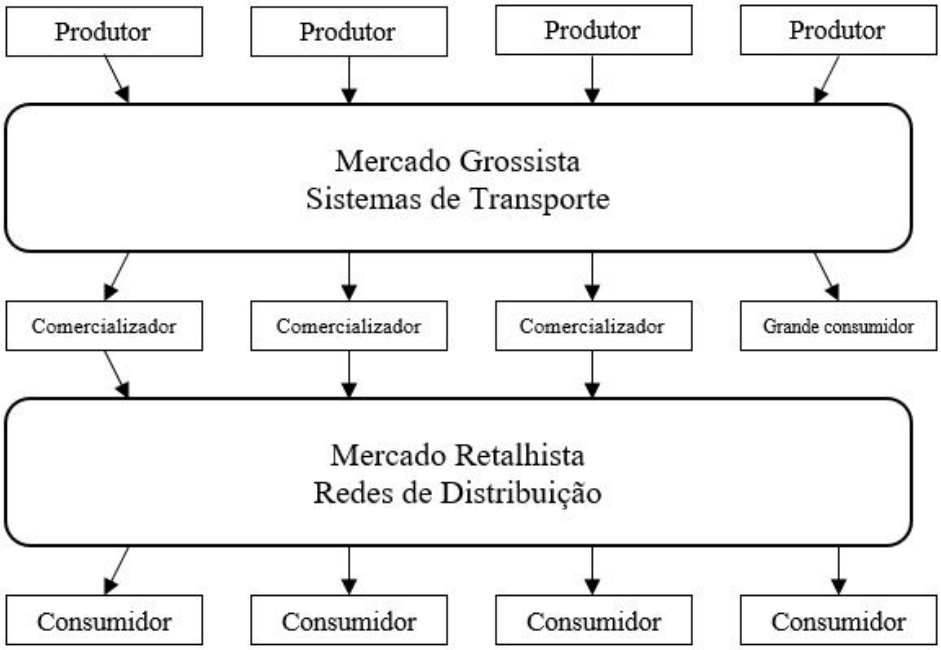


Figura 3.2: Esquema geral do funcionamento do modelo de mercado elétrico de concorrência total.

Como é possível observar no esquema, neste modelo de mercado, os consumidores finais escolhem de livre vontade o seu fornecedor de energia. Devido aos custos de transação, só os grandes consumidores adquirem energia no mercado grossista, já os restantes consumidores compram a sua energia aos comercializadores que a adquirem nos mercados grossistas.

Quanto a grandezas físicas associadas ao sistema elétrico (Rede e mercado) destacam-se as seguintes:

- Um watt (W) é uma unidade de potência. A capacidade de produção de uma central é medida pela sua potência onde a unidade no sistema internacional é o watt (W).
- Um watt-hora (Wh) é uma unidade de energia (potência ao longo do tempo). A nível matemático, é a multiplicação da potência pelo tempo. O agregado familiar médio da UE utiliza 10 quilowatts-hora (10 000 watts-hora) por dia.
- Um volt (V) é uma unidade de tensão elétrica. Na Europa, a eletricidade é entregue às famílias em 220 V, e tensões mais altas são usadas para o transporte de eletricidade a longas distâncias (Redes de Muito Alta Tensão) [34].

3.3 Caso Alemão

Neste subcapítulo é abordado o caso alemão ao nível da sua integração de produção de energia através de FER. A Alemanha é um dos países na Europa e mesmo no Mundo que mais tem

evoluído nesse sentido, e que começou mais cedo a integrar a produção renovável, especialmente a Solar e a Eólica. Esta decidiu transformar radicalmente o seu abastecimento energético, optando sempre que possível, por energias renováveis e apostou também na melhor eficiência energética, contribuindo assim em muito para a sustentabilidade do planeta e para a proteção do clima. Para a Alemanha, a única forma de garantir um abastecimento energético seguro, económico, e sustentável era através da transição energética, que permitiu ao país abrir novas áreas de negócio, desenvolver inovações e criar emprego e crescimento, reduzindo ainda a dependência do petróleo e do gás natural importados. Assim, a Alemanha, com a transição energética, assumiu responsabilidade pelo planeta e pelos seus habitantes. É por isso bastante solicitado ao governo alemão informação sobre esta transição que surpreende pela sua dimensão e pela panóplia de aspetos que envolve [36].

Esta transição energética vai sendo realizada progressivamente e irá ser implementada até 2050, tanto na Alemanha como noutros países. Esta transição está enquadrada num contexto internacional, ainda que a Alemanha tenha começado mais cedo integrando de forma mais rápida a produção através de FER. Assim, sem dúvida que o desenvolvimento das energias renováveis aliado à eficiência energética constitui o pilar central da *Energiewende* (Transição planeada pela Alemanha para um fornecimento de energia com baixo teor em carbono e ambientalmente confiável).

Na Figura 3.3 [36] é possível observar o desenvolvimento da quota-parte de energias renováveis no consumo bruto de eletricidade e na Figura 3.4 [36] a quota-parte na produção total de energias renováveis em 2015.

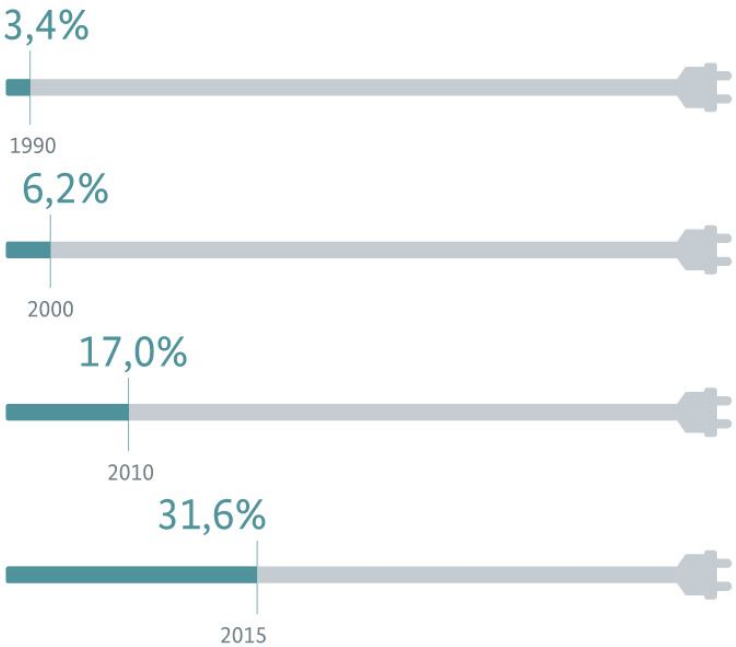


Figura 3.3: Quota-parte de energias renováveis no consumo bruto de eletricidade na Alemanha.

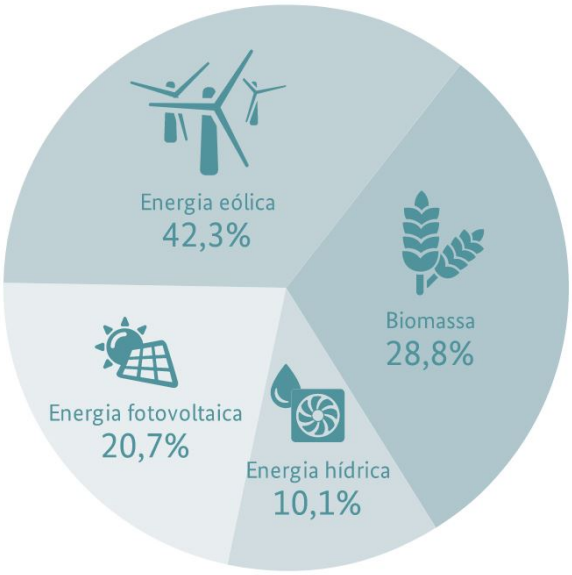


Figura 3.4: Quota-parte na produção total de energias renováveis em 2015 na Alemanha.

Como se pode ver, as energias renováveis são a fonte de energia mais importante da Alemanha, fornecendo em 2015 cerca de um terço da energia consumida no país. A base para este sucesso é o desenvolvimento direcionado, que já era sustentado em 1991 com a Lei relativa à injeção de energia elétrica à rede que impôs uma taxa de remuneração fixa e uma obrigação de compra de eletricidade, procurando assim abrir o mercado para as novas tecnologias. Em 2000 seguiu-se a Lei relativa às Energias Renováveis que continha três elementos fundamentais: tarifas de remuneração garantidas para diversas tecnologias, prioridade de injeção na rede elétrica e distribuição dos custos adicionais que daí advinham por meio de um regime de partição entre todos os consumidores de eletricidade [36].

Desde a entrada em vigor desta lei, os investimentos anuais aumentaram continuamente, sobretudo novos parques eólicos e sistemas fotovoltaicos. Isto provocou uma elevada procura e surgiu um novo ramo de atividade com mais de 330000 empregos. Fez também com que os preços dos respetivos equipamentos baixasse em todo o mundo devido à eficiente produção em massa de centrais de produção de energias renováveis.

Relativamente à distribuição por tecnologia na produção total de energias renováveis em 2015 na Alemanha, é possível observar que a Energia Eólica, Fotovoltaica e a Biomassa foram as principais tecnologias renováveis produtoras. É de salientar a percentagem da Energia Fotovoltaica, uma vez que em 2015 já tinha uma quota-parte de 20,7% na produção total de energias renováveis, o que mostra um grande desenvolvimento nesta tecnologia renovável na Alemanha, uma vez que noutros países, para o mesmo ano, esta tecnologia tinha apenas quotas-partes de produção renovável à volta dos 5%. É em grande parte por isto que a Alemanha é um caso de referência para países como Portugal, pois é na tecnologia Solar que se esperam maiores desenvolvimentos nos próximos anos no nosso país. Aliado ainda o facto de no centro da Europa haver uma moderada

quantidade de luz solar e mesmo assim esta tecnologia ter-se tornado uma importante fonte de energia na Alemanha e em Portugal há uma maior disposição de luz solar durante todo o ano do que na maior parte dos países europeus. Fazendo uma comparação deste números entre os dois países, como já foi visto, na Alemanha, em 2015, a Energia Fotovoltaica atingiu 20,7% da produção total de energias renováveis, já em Portugal atingiu cerca de 4% da produção renovável total, o que mostra uma taxa muito mais baixa. No entanto, através do PNEC, percebe-se que a partir de 2020, a tecnologia fotovoltaica seja a de maior desenvolvimento e atinja percentagens altas como a Alemanha já tem. Assim, é interessante e de extrema importância referir o caso alemão e fazer o estudo do seu mercado para se perceber melhor a influência que as tecnologias renováveis e, neste caso, a tecnologia Fotovoltaica, têm no preço da eletricidade.

3.4 MIBEL

Teve início no Chile a primeira experiência de desenvolvimento de mecanismos de mercado no setor elétrico, no final dos anos 70. Procuravam a racionalidade e a transparência dos preços da eletricidade. Uma vez que o modelo implementado no Chile foi bem sucedido, a partir daí, outros países da América do Sul foram adaptando o modelo aos seus países, países como a Argentina e mais tarde, já na década de 90, países como o Peru, Brasil e Colômbia. Na Europa, em 1990, o Reino Unido privatizou o seu sistema de fornecimento de energia elétrica, o que foi um passo importante na formação de outros mercados de energia elétrica [37].

Com a liberalização dos setores elétricos de Portugal e Espanha, na década de 90, seguiu-se a tendência europeia de criação de mercados regionais de energia elétrica, o que veio dar um grande estímulo ao desenvolvimento da interligação ibérica. Assim, o Mercado Ibérico da Energia Elétrica (MIBEL), resultou de um processo de cooperação desenvolvido pelos Governos de Portugal e de Espanha com o objetivo de promoverem a integração dos sistemas elétricos dos dois países. Os resultados que daí sucederam constituíram um contributo significativo para a concretização do mercado de energia elétrica a nível ibérico mas também tiveram impacto à escala europeia [38].

Neste percurso de construção contínua, com início em 1998, e acompanhado de forma perseverante e consequente por parte dos Governos de ambos os países, destacam-se quatro momentos pela alavancagem que outorgaram para a criação do MIBEL e que são eles:

- A celebração, a 14 de novembro de 2001, do Protocolo de colaboração entre as Administrações Espanhola e Portuguesa para a criação do MIBEL;
- A assinatura, a 1 de outubro de 2004, em Santiago de Compostela, do Acordo entre a República Portuguesa e o Reino de Espanha para a constituição do MIBEL;
- A XXII.ª Cimeira Luso-Espanhola de Badajoz, realizada em novembro de 2006;
- A assinatura em Braga, já em janeiro de 2008, do Acordo que revê o Acordo de Santiago [38].

Por fim, a 1 de julho de 2007, o MIBEL arrancou no seu todo, rematando o trabalho de harmonização de condições entre os dois sistemas elétricos ibéricos, no entendimento de que do seu funcionamento proviriam benefícios para os consumidores dos dois países, num quadro de garantia do acesso a todos os interessados em condições de igualdade, transparência e objetividade [38], [39].

O Acordo entre a República Portuguesa e o Reino de Espanha para a constituição do MIBEL, assinado em Santiago de Compostela a 1 de outubro de 2004, como já foi dito em cima, consagrou, no seu artigo 11.º, a criação do Conselho de Reguladores constituído por representantes por parte de Portugal e por parte de Espanha, tendo estes como obrigatoriedade a regulação do mercado, sendo assim designados a Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) e a Comissão do Mercado de Valores Mobiliários (CMVM) como reguladores portugueses e a Comissão Nacional de Energia (CNE, atualmente CNMC) e a Comissão Nacional do Mercado de Valores (CNMV) como reguladores espanhóis [38]. De uma análise sumária do setor elétrico de ambos os países, as entidades reguladoras retiraram algumas conclusões principais:

- A não existência de desequilíbrios estruturais entre os sistemas. Apesar dos dois sistemas apresentarem uma diferença de dimensão (o sistema elétrico Espanhol é cerca de 5 vezes maior que o sistema elétrico Português), ambos apresentam estruturas e trajetórias idênticas congéneres e facilitam assim a construção do MIBEL;

- O crescimento elevado do consumo de energia elétrica (EE) e da ponta (potência máxima) leva a investimentos avultados numa nova capacidade de produção;

- O crescimento elevado do investimento subsidiado, direta ou indiretamente, numa nova capacidade de produção de EE a partir de fontes de energia renovável e de instalações de cogeração (Produção em Regime Especial (PRE));

- A necessidade de considerar e adequar as regras de recuperação dos investimentos dos produtores em regime ordinário, assegurando que a recuperação dos custos de transição para um ambiente de mercado não distorce a concorrência entre produtores, nem a formação dos preços de energia no mercado;

- Panorama empresarial caracterizado pela existência de quatro grandes grupos, EDP, Endesa, Iberdrola, Union Fenosa, obrigando a prever mecanismos de controlo e atuação adequados, assim como incentivos ao desenvolvimento da concorrência entre eles e à possibilidade de entrada de novos operadores no mercado;

- A necessidade de aumento e de reforço das capacidades de interligação entre Portugal e Espanha, e também entre Espanha e França, uma vez que as capacidades de interligação eram insuficientes ao desenvolvimento do MIBEL e também do mercado interno de energia da União Europeia [40].

3.4.1 Funcionamento do Mercado

Os governos português e espanhol promoveram a criação de um operador do mercado ibérico (OMI), que está estruturado em duas sociedades acionistas, OMEL e OMIP SGPS, como mostra a Figura 3.5 [41] abaixo. Cada uma destas sociedades possui 50% das duas sociedades gestoras do MIBEL: Operador do Mercado Ibérico de Energia — Polo Espanhol (OMIE), gestora do mercado diário e intradiário, e Operador de Mercado Ibérico de Energia — Pólo Português (OMIP), gestora do mercado a prazo. As sociedades gestoras têm por sua vez uma participação de 50% na sociedade OMIClear- Sociedade de Compensação de Mercados de Energia, SA. As empresas do grupo OMI têm como função a gestão de mercados energéticos na Península Ibérica [42].

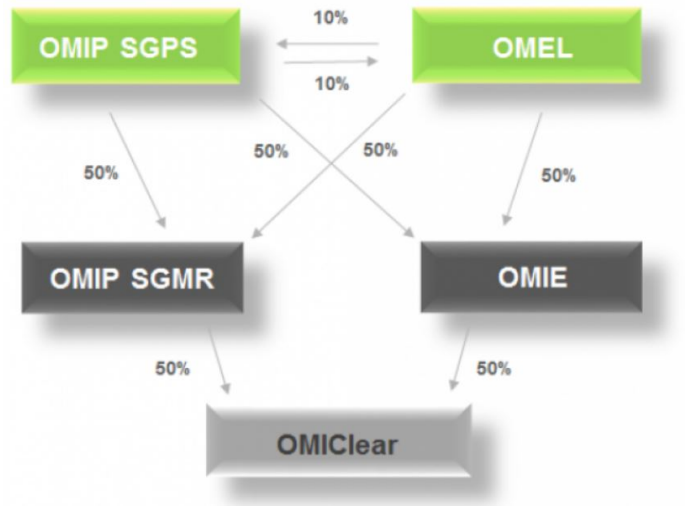


Figura 3.5: Organograma do OMI.

O Acordo Internacional de Santiago de Compostela previa, nos nºs 2 e 3 do seu artigo 4.º, que o OMIP e o OMIE eram considerados, por um período transitório e até à criação do OMI, entidades do sector elétrico. Ficou assim definido que o OMIP seria a entidade gestora do mercado a prazo e o OMIE seria a entidade gestora do mercado diário [43]. Em 2011, deu-se a efetiva concretização da estrutura societária do OMI, conforme previsto no artigo 4º do Acordo Internacional de Santiago mencionado em cima, o qual passou a prever que o OMI seria então constituído por duas sociedades gestoras de participações sociais, com sedes respetivas em Portugal e em Espanha, e com participações cruzadas de 10% e que ambas as sociedades detinham 50% de cada uma das sociedades gestoras dos mercados, como já foi mencionado em cima também. Concretizou-se ainda o modelo de governo societário previsto, constituído por um Conselho de Administração de composição comum às duas sociedades gestoras de mercado, OMIP e OMIE [44].

O OMIP foi criado com o intuito de operar os mercados a prazo (mercado futuro), em que se estabelecem compromissos a futuro de produção e de compra de energia elétrica. Este mercado pode efetuar liquidação física, ou seja, entrega da energia, ou liquidação financeira, ou seja, compensação dos valores monetários subjacentes à negociação [45]. O OMIP é um operador de

Mercado Regulamentado que fornece ao mercado, juntamente com a Câmara de Compensação OMIClear (garante a gestão das garantias e liquidações), uma plataforma de negociação para produtos energéticos. Foi criado com o objetivo de reduzir os riscos de negócio dos mercados a prazo e melhorar as limitações existentes nos contratos bilaterais e oferece uma forma de negociação para contratos futuros, forwards, swaps e de opções. O OMIP está sujeito à supervisão da CMVM, de acordo com a legislação e regulamentação do setor financeiro aplicável e encontra-se inserido no Grupo OMI, do qual fazem parte a OMIClear e o OMIE [41], [46].

O OMIE é o operador de mercado elétrico que gere o mercado spot, sendo responsável pela gestão dos mercados diários e intradiários, onde se estabelecem programas de venda e de compra de eletricidade para o dia seguinte ao da negociação, a preços regulados e expressos de forma pública. A Europa estabeleceu um enquadramento regulatório para o setor elétrico europeu até 2030 baseado em mercados transfronteiriços de energia marginalistas. Assim, com base neste regulamento, o OMIE gere o mercado grossista de eletricidade diário e intradiário para Portugal e Espanha [47], [45].

3.4.2 Modelo Organizacional

A organização proposta para o MIBEL fundamenta-se em princípios que implementam a liberdade e igualdade de acesso de todos os agentes ao mercado em condições de transparência e objetividade, para os diferentes níveis de negociação de energia, restringida unicamente pelas medidas necessárias para fomentar um adequado nível de liquidez e concorrência. Assim, os principais objetivos passam por beneficiar os consumidores de eletricidade através de um processo de integração dos respetivos sistemas elétricos, tal como favorecer o desenvolvimento do mercado de eletricidade dos dois países e a eficiência económica das empresas do setor elétrico através da livre concorrência [48], [40]. Neste modelo organizativo do MIBEL, estão ainda presentes as preocupações com a segurança de abastecimento e com a implementação de mecanismos de recuperação de custos ociosos detetados. Deste modo, a estrutura do mercado elétrico caracteriza-se pelas duas atividades abertas à concorrência, a produção e a comercialização, que constituem-se respetivamente pelo mercado grossita e mercado retalhista.

3.4.2.1 Mercado Grossista

O funcionamento do mercado grossista de energia elétrica compreende um conjunto de formatos de contratação de energia que se complementam entre si. Estes vários formatos refletem as especificidades de funcionamento do setor elétrico, sobretudo o facto deste setor funcionar em regime de equilíbrio síncrono de produção e consumo. Desta forma, o mercado grossista do MIBEL compreende os seguintes formatos de contratação de energia:

- Mercado de contratação à vista ou mercado spot, que é divido em dois tipos de mercados, os diários e os intradiários (componente de ajustes). É nestes mercados que se estabelecem propostas de venda (produção) e de compra (comercialização) de eletricidade para o dia seguinte ao da negociação;

- Mercado de contratação a prazo, onde se estabelecem compromissos a futuro de produção e de compra de energia elétrica. O mercado a prazo pode efetuar liquidação física (venda de energia) ou liquidação financeira;
- Mercado de contratação bilateral, em que os agentes contratam a compra e a venda de energia elétrica para diferentes horizontes temporais;
- Mercado de serviços de sistema, que funciona em tempo real e efetua o ajustamento de equilíbrio da produção e do consumo de energia elétrica [45].

3.4.2.2 Mercado Retalhista

Acompanhando o progresso do mercado liberalizado de energia, também a atividade de comercialização se encontra aberta ao mercado, onde todos os consumidores podem escolher livremente o seu fornecedor de eletricidade. Assim, a estrutura de mercado retalhista assenta em duas formas principais de contratação do fornecimento de energia elétrica:

- Contratação em mercado regulado, onde são aplicadas tarifas integrais também reguladas;
- Contratação em mercado liberalizado, onde as condições de negociação da energia são definidas e acordadas entre as partes envolvidas. Ainda assim, a componente de acesso às redes continua a ser aplicada através de preço regulado [45].

3.4.3 Mercado Spot (À vista)

Como supracitado, o mercado Spot é dividido em dois mercados distintos, o mercado diário e o mercado intradiário, e é gerido pelo Pólo Espanhol que é responsável pela gestão dos mercados organizados do MIBEL, o OMIE.

3.4.3.1 Mercado Diário

O mercado diário do MIBEL tem como objetivo a realização das transações de energia elétrica através da apresentação de ofertas de venda e aquisição de energia elétrica por parte dos agentes de mercado para as 24 horas do dia seguinte. A hora de negociação é determinada pela hora legal espanhola. Em todos os dias do ano, às 12:00 CET, realiza-se a sessão do mercado diário onde se estipulam os preços e energias da eletricidade em todo o mercado para as 24 horas do dia seguinte. O preço e o volume de energia transacionada numa hora determinada são estabelecidos pelo cruzamento entre a oferta e a procura, por parte dos agentes registados para atuar naquele mercado, indicando cada oferta o dia e a hora a que se reporta, o preço e a quantidade de energia correspondentes, seguindo o modelo acordado e aprovado por ambos os países [49], [50].

O preço é então encontrado através da ordenação crescente do preço das ofertas de venda (curva de oferta) e da ordenação decrescente do preço das ofertas de compra (curva de procura) para uma mesma hora. O preço de mercado é o preço mínimo que garante que a oferta satisfaz a procura (ponto de interseção das duas curvas), como se pode ver na Figura 3.6 [50].

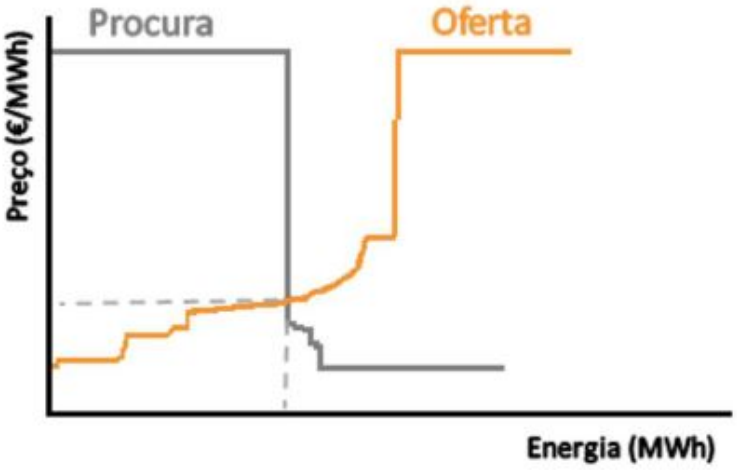


Figura 3.6: Curva oferta vs procura.

Os agentes compradores e vendedores que se encontram em Portugal ou em Espanha apresentam as suas ofertas ao mercado diário através do OMIE, que é o polo responsável por este mercado nestes países. As regras de funcionamento deste mercado são definidas pelo próprio operador do mercado, onde todos os compradores pagam um mesmo preço e todos os vendedores recebem esse mesmo preço, o que é designado de preço marginal único. As suas ofertas de compra e venda são aceites tendo em conta a sua ordem de mérito económico e em função das capacidades de interligação comercialmente disponíveis entre os dois países. Se, a uma determinada hora do dia, as capacidades de interligação entre as duas zonas for suficiente para permitir o fluxo de eletricidade resultante da negociação, o preço da eletricidade será o mesmo para ambos os países. Se, a essa determinada hora a interligação estiver totalmente ocupada, ou seja, as capacidades de interligação comercialmente disponíveis não suportarem os fluxos transfronteiriços de energia que o cruzamento de ofertas em mercado determinou, o algoritmo para a determinação do preço tem como resultado um preço diferente em cada país. A Figura 3.7 [50] demonstra como se forma o preço neste mercado, seguindo as regras aplicadas [49], [50].

Quando são excedidas as capacidades de interligação, as regras ditam que se dividam as duas áreas de mercado correspondentes a Portugal e Espanha e que se encontrem preços específicos para cada uma delas. Este mecanismo é denominado como separação de mercados – *market splitting*. O motivo para esta separação deve-se a vários fatores, como a organização estrutural da produção em cada uma das áreas, insuficiência das capacidades de interligação ou comportamento de agentes.

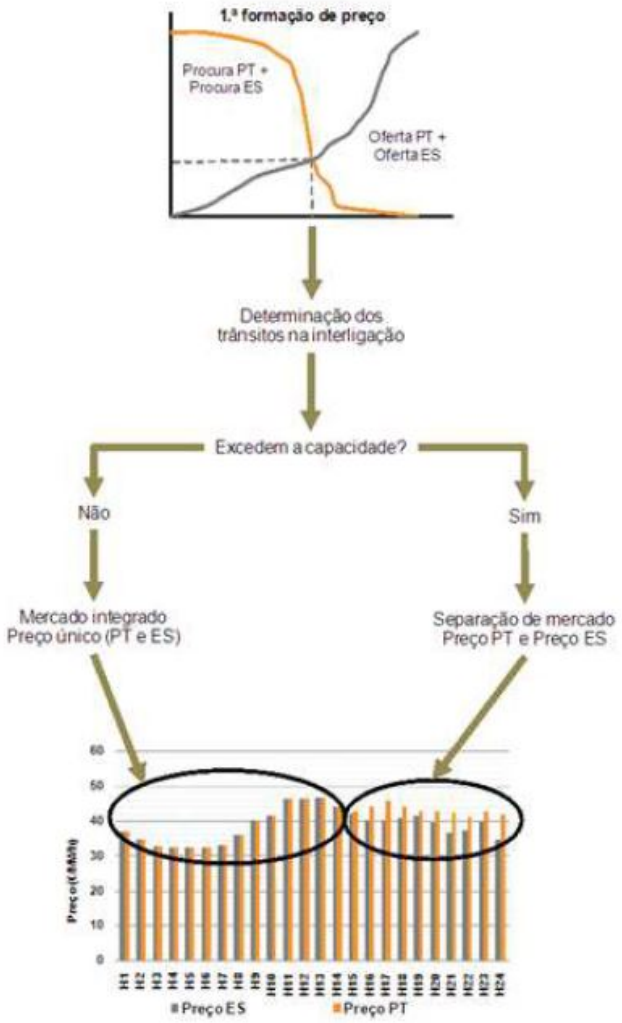


Figura 3.7: Esquema de formação do preço da energia no mercado diário.

Os resultados do mercado diário, a partir da livre contratação entre agentes compradores e vendedores, representam a solução mais eficaz e viável do ponto de vista económico, no entanto, é também necessário que seja viável do ponto de vista físico. Deste modo, depois de obtidos os resultados do mercado, estes são enviados ao Operador de Sistema para a sua validação do ponto de vista da viabilidade técnica, processo este que se denomina por gestão das restrições técnicas do sistema, que tem como objetivo assegurar que os resultados do mercado sejam tecnicamente exequíveis na rede de transporte. Assim, os resultados do mercado diário podem sofrer algumas variações como consequência da análise de restrições técnicas realizadas pelo operador do sistema, dando lugar a um programa diário viável [49].

3.4.3.2 Mercado Intradiário

O mercado intradiário do MIBEL é uma plataforma complementar ao mercado diário, uma vez que serve para que os agentes do mercado possam ajustar, através da apresentação de ofertas de venda e compra de energia, o seu programa resultante do mercado diário conforme as necessidades que esperam no tempo real. É no mercado intradiário então que se transaciona eletricidade para ajustar as quantidades transacionadas no mercado diário. Este mercado estrutura-se em 6 sessões diárias de negociação, e cada uma delas forma preço para as horas objeto de negociação em cada sessão e estão descritas na Figura 3.8 [50]. Estas sessões são levadas a efeito depois de o Operador do sistema, após o mercado diário, ter realizado os ajustes necessários para que o programa resultante seja viável [49].



Figura 3.8: Estrutura das sessões diárias de negociação do mercado intradiário.

Por análise da Figura 3.8:

- A primeira sessão de intradiário forma preço para as últimas 4 horas do dia de negociação e para as 24 horas do dia seguinte ao da negociação;
- A segunda sessão de intradiário forma preço para as 24 horas do dia seguinte ao da negociação;
- A terceira sessão de intradiário forma preço para as 20 horas compreendidas entre a hora 5 e a hora 24 do dia seguinte ao da negociação;
- A quarta sessão de intradiário forma preço para as 17 horas compreendidas entre a hora 8 e a hora 24 do dia seguinte ao da negociação;
- A quinta sessão de intradiário forma preço para as 13 horas compreendidas entre a hora 12 e a hora 24 do dia seguinte ao da negociação;
- A sexta sessão de intradiário forma preço para as 9 horas compreendidas entre a hora 16 e a hora 24 do dia seguinte ao da negociação [50].

Desta forma, assim como no mercado diário, o mercado intradiário cobre todas as horas do dia e todos os dias do ano. O funcionamento do mercado intradiário, semelhante mais uma vez ao mercado diário, está sujeito a ofertas, de compra e de venda, por parte dos agentes registados para atuar no mercado diário, indicando cada oferta por sessão, o dia e a hora a que se refere, o preço e a quantidade de energia associados.

3.4.4 Contratos a Prazo (Mercados Futuros)

O mercado de contratos a prazo é um mercado organizado que disponibiliza instrumentos de gestão de risco sob a forma de derivados e a entidade responsável pela gestão deste mercado é, como já foi mencionado anteriormente, o OMIP. O OMIP gere o Mercado de Derivados da Energia Elétrica desde julho de 2006 e oferece serviços de negociação em contínuo de diversos produtos derivados, registo de operações bilaterais e serviços de distribuição de dados. Os serviços negociados no OMIP tratam-se de contratos de compra e venda de energia para um determinado período no futuro, período este de semana, mês, trimestre ou ano, e funciona de acordo com as regras específicas deste mercado. Os membros negociadores podem negociar produtos derivados, variando de acordo com as suas necessidades de gestão de risco. Assim, o OMIP disponibiliza três contratos diferentes, o Futuro, o Forward e o SWAP, que podem ser de carga base, pico ou perfil solar e com entrega física ou financeira [51].

Segundo [52], o contrato futuro trata-se de um contrato padronizado (volume nominal e notação de preço) de compra ou venda de energia para um determinado horizonte temporal, em que o comprador se compromete a adquirir eletricidade no período de entrega e o vendedor se compromete a colocar essa mesma eletricidade, a um preço determinado no momento da transação. Este contrato tem liquidações diárias (margens) entre o preço de transação e a cotação de mercado (a futuro) de cada dia. Os agentes compradores e vendedores não se relacionam diretamente entre si, cabendo à câmara de compensação a responsabilidade de liquidar as margens diárias e o contrato na data ou período de entrega.

Quanto ao contrato *Forward*, é também um contrato padronizado de compra ou venda de energia para um determinado horizonte temporal, em que o comprador se compromete a adquirir eletricidade no período de entrega e o vendedor se compromete a colocar essa mesma eletricidade, a um preço determinado no momento da transação [53]. Diferindo do anterior , este tipo de contrato não tem liquidações diárias das margens durante o período de negociação, sendo a margem liquidada integralmente nos dias de entrega física ou financeira. Os agentes compradores e vendedores, também neste caso, não se relacionam diretamente entre si, cabendo assim mais uma vez à câmara de compensação a responsabilidade de liquidar as margens diárias e o contrato na data ou período de entrega.

Por fim, os contratos SWAP são mais uma vez contratos padronizados, em que se troca uma posição em preço variável por uma posição de preço fixo, ou vice-versa, dependendo do sentido da troca. Este tipo de contratos destina-se a gerir ou tomar risco financeiro, não existindo, por isso, entrega do produto subjacente, mas apenas a liquidação das margens correspondentes.

No OMIP, os produtos mais transacionados são os contratos Futuro e são por isso os mais comuns. A padronização de um contrato derivado sobre eletricidade significa que é imposta a predefinição da dimensão de cada contrato (nominal), a unidade em que se expressa o preço e o valor mínimo de variação do preço (*tick*), bem como as condições de entrega. O nominal dos contratos Futuro listados pelo OMIP é de 1 MW, e podem existir três tipos de perfil de carga: Base – Produto *Baseload* - que oferece igual quantidade de energia e preço para todas as horas de um

determinado período; Pico – Produto *Peakload* - que oferece a mesma quantidade de energia e preço para as 16 horas de pico (hora 9 à hora 24) dos dias úteis constantes de um determinado período; e Solar – Produto Solar – que oferece a mesma quantidade de energia e preço para todas as horas de um determinado período, energia essa obtida a partir de fontes de energias renováveis, cogeração ou resíduos [52].

Quanto ao referencial de preços para liquidação dos contratos, é possível optar por produtos com áreas de entregas distintas, Portugal ou Espanha, sendo o preço spot de cada país a referência de liquidação. Os produtos transacionados neste mercado têm ainda dois tipos de entrega: Física, onde existe a entrega física da eletricidade através da sua oferta no mercado diário; ou Financeira – *cash-settlement*, ocorrendo apenas a liquidação financeira das posições em aberto (vendedoras e compradoras).

No OMIP, existe também a possibilidade de se efetuarem liquidações de operações em OTC (*Over-the-Counter*) ou "Mercado ao balcão" já firmadas entre as partes, sendo o mercado organizado a assumir o risco de crédito das contrapartes (com a gestão das necessárias garantias). A negociação no mercado a prazo pode ser uma negociação em contínuo, dentro do horário de negociação definido no Regulamento de Negociação, ou uma negociação em leilão, realizando-se sessões específicas de leilão nas 4 primeiras quartas-feiras de cada mês, existindo obrigações de compra para os comercializadores de último recurso ibéricos.

Em termos de agentes que participam no mercado, podem ser membros do mercado a prazo do MIBEL as seguintes entidades:

- Intermediários financeiros, que disponham de capacidade e competência de negociação, assim como de recursos suficientes para exercer as funções a que estão sujeitos;
- Produtores em regime ordinário;
- Comercializadores;
- Outros agentes do setor elétrico [52].

Capítulo 4

Metodologia

Neste capítulo, é apresentada a metodologia implementada, através da apresentação da recolha e tratamento de dados, da análise da correlação efetuada, do horizonte temporal escolhido para análise, das variáveis utilizadas no modelo, dos indicadores usados para avaliação do desempenho dos modelos criados e das alterações realizadas nos valores de produção por tecnologia. É ainda apresentada uma explicação das RNA.

4.1 Recolha e Tratamento de Dados

O conjunto de dados obtidos para a realização deste trabalho incluem dados referentes ao preço da energia elétrica, às produções de energia por tecnologia em Portugal e Espanha, aos consumos referentes ao MIBEL, e ainda dados meteorológicos na península ibérica, para um período temporal de dois anos.

Os dados disponíveis acerca das produções por tecnologia e consumos de energia em Portugal, foram recolhidos a partir de [54] (do Centro de Informação da REN- Redes Energéticas Nacionais, SGPS, S.A.). Contudo a fonte só permite obter dados a partir de janeiro de 2020. A informação recolhida contém dados relativos aos diagramas de consumo diários em Portugal, dados de importação e exportação, e dados da quantidade de energia produzida por cada tipo de tecnologia, sempre em períodos de 15 minutos. Devido à restrição da fonte, de só se poderem obter dados a partir de janeiro de 2020, foi feito um contacto com o centro de informação da REN via e-mail a solicitar esses dados relativos ao período temporal dos anos de 2018 e 2019. Desta forma, obtiveram-se os dados completos para um período de 2 anos, que foi o período escolhido para a criação da base de dados,por forma a obter uma boa eficiência dos modelos de previsão a construir.

Para o mesmo tipo de dados relativos a Espanha, estes foram obtidos a partir de [55] (da *Red Eléctrica de España* (REE)), que disponibiliza o mesmo tipo de informação que a REN em Portugal, mas em períodos de 10 minutos e com diferentes divisões da produção de energia por tecnologia. Existindo assim uma diferença temporal dos períodos de recolha de dados das duas fontes, uma com registo de 15 em 15 minutos e a outra de 10 em 10. Estas diferenças resultaram

numa abordagem diferente para a recolha em cada fonte, com o intuito de numa fase posterior ser possível juntar e tratar os dados em conjunto. Assim, foi feito um ajuste temporal que passou pelo tratamento dos dados que estavam de 10 em 10 minutos no caso espanhol, e de 15 em 15 minutos no caso português, para dados de hora a hora. Para tal foram feitos cálculos de médias aritméticas para cada hora (média de 4 valores para cada hora no caso português e média de 6 valores para cada hora no caso espanhol). Outro ajuste necessário passou por agrupar os dados de produção por tecnologia de ambos os países, de forma a criar um modelo único. Assim, foram agrupados conjuntos de dados nos quais houvesse uma relação, como por exemplo, os diferentes tipos de energia de Produção hídrica num só grupo, somando a energia produzida em cada um.

Relativamente ao preço real da energia elétrica, os valores foram obtidos através de [56] (do OMIE). Os dados recolhidos a partir desta fonte já se encontravam no formato de hora a hora, o que fez com que não fosse necessário fazer nenhum tipo de conversão. Quanto aos dados meteorológicos, estes foram recolhidos a partir de [57] (do *website* da *Weather Underground*). A partir desta fonte obtiveram-se os dados de temperaturas mínimas, médias e máximas e intensidade do vento, tendo sido escolhidos 2 pontos em Portugal e 6 pontos em Espanha, de maneira distribuída. A obtenção destes dados conjugados num único ponto é extremamente difícil, existindo poucos pontos que reúnam toda esta informação. Neste sentido, foram usados os pontos situados em aeroportos uma vez que estes têm todos os dados históricos necessários disponíveis. Posteriormente, foi feita uma média de todos os valores mensais, de modo a obter os valores médios representativos da Península Ibérica. Relativamente à precipitação, esta informação não se encontrava disponível em [57], pelo que se optou pela fonte [58] (*website* do Sistema Nacional de Informação de Recursos Hídricos (SNIRH)), de onde se retiraram os valores mensais de precipitação de 2018 e 2019 em Portugal. Como não se conseguiu obter dados de precipitação de Espanha, para este ponto usaram-se apenas os dados referentes a Portugal. Estes dados meteorológicos foram usados para fazer um estudo sobre os períodos temporais escolhidos, para os cenários a analisar.

Foi ainda tida em conta a radiação solar, através de [59] (*website* PVGIS), tratando-se de dados médios para cada mês, baseados em valores históricos dos últimos anos. Estes dados não são valores reais, no entanto, são bem representativos da realidade, uma vez que este sítio da internet é usado para fazer cálculos para instalação de painéis fotovoltaicos. Aqui, e da mesma forma que os restantes dados meteorológicos, estes foram apenas usados para estudar os cenários, por forma a selecionarem-se os melhores.

Todo este processo levou ao desenvolvimento de dois documentos em Excel, um para os dados meteorológicos e escolha de cenários, e outro para o agrupamento dos dados de Portugal e Espanha, onde foi feito todo o tratamento de dados e adaptação ao modelo final, apresentando assim as produções e consumos somados consoante os grupos pré-estabelecidos. O modelo final estabelecia assim os seguintes grupos:

- Eólica;
- Fotovoltaica;
- Fuel, Gás Natural e Ciclo combinado;
- Carvão;
- Produção em regime Especial (PRE) Térmica;
- Hídrica;
- Nuclear;
- Cogeração;
- Saldo importador;
- Consumo;
- Preço.

Nas Tabelas 4.1 a 4.5, é possível observar os valores finais médios dos dados tratados referentes a dados meteorológicos, uma amostra de dados do modelo separado, dividido nas Tabelas 4.2 a 4.4 devido ao número elevado de colunas da tabela, e uma amostra de dados do modelo único, respetivamente. No Anexo A.1, pode observar-se as tabelas dos dados meteorológicos de todos os pontos em análise.

Tabela 4.1: Valores médios meteorológicos para a Península Ibérica.

PENÍNSULA IBÉRICA		Temperatura (°C)			Vento (km/h)			Precipitação (mm)
		Max	Med	Min	Max	Med	Min	Total
2018	Janeiro	14,31	10,33	6,50	43,75	12,68	0,00	52,80
	Fevereiro	13,51	9,22	5,19	41,50	14,04	0,00	37,10
	Março	14,86	11,32	7,76	53,83	16,87	0,00	199,30
	Abril	18,21	13,94	9,92	42,42	13,41	0,00	90,90
	Maio	21,15	16,65	12,32	36,67	11,73	0,00	29,50
	Junho	24,37	19,98	15,70	36,92	11,85	0,00	33,70
	Julho	26,79	22,21	15,30	37,42	11,96	0,00	7,80
	Agosto	29,90	23,96	17,46	35,92	11,42	0,00	1,60
	Setembro	27,74	22,20	17,47	32,50	9,69	0,00	4,60
	Outubro	21,98	17,20	12,98	44,58	12,26	0,00	59,80
	Novembro	16,34	12,87	9,51	42,25	12,15	0,00	159,80
	Dezembro	15,29	11,13	7,67	46,83	11,28	0,00	43,10
2019	Janeiro	13,97	9,13	4,84	41,33	13,11	0,00	42,40
	Fevereiro	16,39	10,97	6,35	46,08	11,52	0,00	38,90
	Março	18,60	13,35	8,21	43,58	13,07	0,00	32,60
	Abril	18,03	13,80	9,94	40,25	13,76	0,00	86,20
	Maio	23,18	18,08	13,06	41,08	14,44	0,00	12,10
	Junho	24,27	19,65	15,04	42,75	13,00	0,00	14,90
	Julho	27,78	22,84	18,08	35,67	12,45	0,00	5,30
	Agosto	27,84	22,71	18,21	40,08	11,81	0,00	13,70
	Setembro	26,28	21,21	16,79	41,67	11,79	0,00	17,50
	Outubro	21,76	17,39	13,30	40,75	11,58	0,00	67,20
	Novembro	16,30	13,18	10,15	48,17	15,07	0,00	133,80
	Dezembro	15,26	11,69	8,49	54,08	13,89	0,00	169,70

Tabela 4.2: Amostra de dados do modelo separado (1).

Dia	Hora	Preço (€/MWh)	Consumo Espanha(MW)	Consumo Portugal (MW)
01-01-2018	1	28,10	22828,17	4638,97
01-01-2018	2	33,00	22125,00	4500,37
01-01-2018	3	32,90	20716,50	4254,45
01-01-2018	4	28,10	19614,17	4046,86
01-01-2018	5	27,60	18916,33	3905,42
01-01-2018	6	24,60	18697,50	3814,84
01-01-2018	7	20,10	18833,83	3831,56
01-01-2018	8	19,90	19235,17	3724,41
01-01-2018	9	19,84	19065,17	3683,06
01-01-2018	10	19,90	19461,67	3983,56
01-01-2018	11	19,90	20906,83	4402,10
01-01-2018	12	19,90	22329,67	4823,97
01-01-2018	13	23,60	22982,67	5025,80
01-01-2018	14	25,10	23593,17	4843,36
01-01-2018	15	23,60	23979,50	4610,00
01-01-2018	16	24,60	22709,50	4555,31
01-01-2018	17	25,10	22154,83	4583,52
01-01-2018	18	27,60	22466,67	5063,34
01-01-2018	19	27,60	24981,33	5614,55
01-01-2018	20	28,10	26401,67	5749,73
01-01-2018	21	32,90	27239,67	5784,94
01-01-2018	22	28,10	27566,67	5660,55
01-01-2018	23	28,10	27090,67	5459,24
01-01-2018	24	27,60	25054,33	5040,03

Tabela 4.3: Amostra de dados do modelo separado (2).

Dia	Hora	PRODUÇÃO ESPANHA (MW)										
		Eólica	Nuclear	Fuel/gas	Carbón	C.C.	Hidráulica	Inter.	S. foto	S. térmica	PRE Térmica	Cog.
01-01-2018	1	12392,00	7058,17	0,00	998,00	1671,33	60,83	-2122,50	7,67	0,00	324,33	2518,00
01-01-2018	2	11340,17	7056,33	0,00	956,17	1451,00	-311,00	-1083,00	7,67	0,00	314,50	2450,50
01-01-2018	3	9699,33	7058,17	0,00	1014,33	1711,67	-143,67	-1172,33	8,00	0,00	312,17	2286,83
01-01-2018	4	6500,67	7058,83	0,00	1036,17	1724,67	-370,50	1072,83	8,00	0,00	312,00	2325,83
01-01-2018	5	6332,17	7067,00	0,00	1070,17	1554,33	-897,33	1185,67	7,83	0,00	312,83	2332,33
01-01-2018	6	6200,17	7069,17	0,00	1047,83	1549,00	-966,83	1194,67	8,00	0,00	312,17	2325,17
01-01-2018	7	6172,00	7073,33	0,00	1064,17	1621,33	-792,67	1079,83	8,00	0,00	314,50	2340,67
01-01-2018	8	5818,00	7098,67	0,00	1130,17	2097,67	-525,33	1016,33	8,00	0,00	315,00	2319,83
01-01-2018	9	5927,83	7111,50	0,00	1041,33	1517,17	-576,33	1392,50	21,00	0,00	315,00	2365,00
01-01-2018	10	5792,83	7111,33	0,00	1078,33	1568,33	-478,17	1257,33	518,33	1,00	315,83	2336,67
01-01-2018	11	6349,67	7109,67	0,00	1045,50	919,00	-31,50	1407,67	1525,67	28,83	317,67	2321,50
01-01-2018	12	6985,83	7105,67	0,00	1061,17	779,33	923,00	393,83	2181,50	237,17	330,50	2413,33
01-01-2018	13	8283,17	7105,00	0,00	1054,00	787,67	1220,83	-1035,00	2446,00	478,50	333,83	2423,67
01-01-2018	14	8954,17	7104,00	0,00	1023,67	777,67	1294,00	-1118,50	2399,67	516,83	335,67	2404,67
01-01-2018	15	11577,17	7102,50	0,00	995,17	690,33	990,67	-2848,67	2204,50	567,33	336,00	2455,83
01-01-2018	16	12314,33	7094,33	0,00	996,83	768,67	402,83	-4167,67	1896,17	689,67	337,67	2466,50
01-01-2018	17	12530,83	7087,33	0,00	1014,00	746,67	502,67	-4433,17	1147,33	819,00	338,00	2470,00
01-01-2018	18	13518,33	7084,67	0,00	965,83	849,67	950,33	-4507,00	265,00	599,67	337,17	2496,00
01-01-2018	19	14563,17	7083,00	0,00	980,67	908,50	2835,67	-4334,17	17,00	177,67	337,83	2530,17
01-01-2018	20	14397,50	7082,67	0,00	962,50	945,33	3317,50	-3192,17	14,00	105,50	338,00	2566,83
01-01-2018	21	14349,50	7086,00	0,00	940,17	883,83	2946,67	-1862,00	14,00	100,50	338,83	2586,33
01-01-2018	22	14057,83	7087,83	0,00	921,67	836,83	3262,33	-1475,83	13,33	81,17	337,33	2601,50
01-01-2018	23	14151,67	7086,67	0,00	931,83	938,83	3163,33	-2076,00	12,83	47,17	337,83	2611,50
01-01-2018	24	13432,33	7087,83	0,00	954,83	1247,67	2296,50	-2883,00	11,00	39,50	336,33	2636,33

Tabela 4.4: Amostra de dados do modelo separado (3).

Dia	Hora	PRODUÇÃO PORTUGAL (MW)												
		Carvão	Fuel	GN	Albu.	F.agua	Imp	Exp	Hidráulico	PRE Térmico	Eólico	Fotovoltaica	Ondas	Bomb
01-01-2018	1	270,20	0,00	0,00	448,65	123,65	1373,31	0,00	154,88	750,95	1602,56	0,00	0,00	62,17
01-01-2018	2	270,70	0,00	0,00	417,85	101,34	1524,31	0,00	146,59	754,82	1558,48	0,00	0,00	248,24
01-01-2018	3	270,50	0,00	0,00	720,69	26,02	1479,78	0,00	153,33	751,06	1542,84	0,00	0,00	664,70
01-01-2018	4	270,40	0,00	0,00	339,98	20,66	1497,24	0,00	150,93	749,22	1796,89	0,00	0,00	751,42
01-01-2018	5	270,40	0,00	0,00	115,05	24,35	1501,80	0,00	143,58	745,17	2013,80	0,00	0,00	881,17
01-01-2018	6	270,20	0,00	0,00	67,17	20,79	1499,64	0,00	136,88	746,38	2454,19	0,00	0,00	1350,40
01-01-2018	7	270,30	0,00	0,00	69,68	20,61	1407,93	0,00	139,48	749,96	2868,94	0,00	0,00	1664,68
01-01-2018	8	270,50	0,00	0,00	70,36	19,67	1301,99	0,00	138,12	747,37	3116,20	0,05	0,00	1906,98
01-01-2018	9	270,40	0,00	0,00	72,66	39,10	1116,13	0,00	149,85	747,19	3057,73	41,39	0,00	1779,69
01-01-2018	10	270,40	0,00	0,00	127,30	41,70	1114,35	0,00	162,28	749,70	3120,18	146,69	0,00	1717,03
01-01-2018	11	270,30	0,00	0,00	113,42	43,24	1507,92	0,00	173,77	746,33	3304,79	228,56	0,00	1953,64
01-01-2018	12	270,50	0,00	0,00	112,65	43,58	1512,23	0,00	174,24	740,36	3336,42	258,65	0,00	1595,13
01-01-2018	13	270,20	0,00	0,00	65,68	59,80	1518,21	0,00	180,44	742,60	3361,59	255,95	0,00	1400,49
01-01-2018	14	270,50	0,00	0,00	60,57	19,94	1475,96	0,00	180,11	736,23	3323,11	223,12	0,00	1417,51
01-01-2018	15	270,00	0,00	0,00	66,11	19,45	1241,35	0,00	179,96	747,19	3264,23	202,19	0,00	1351,38
01-01-2018	16	270,20	0,00	0,00	66,19	20,15	1449,42	0,00	177,01	740,47	3015,22	138,13	0,00	1291,71
01-01-2018	17	270,20	0,00	0,00	139,36	21,05	1528,24	0,00	176,30	733,05	2839,21	54,53	0,00	1146,53
01-01-2018	18	269,90	0,00	0,00	220,75	43,69	2001,12	0,00	179,52	738,45	2677,54	1,44	0,00	1036,41
01-01-2018	19	270,20	0,00	0,00	464,02	41,29	1646,31	0,00	177,60	745,15	2695,63	0,00	0,00	392,09
01-01-2018	20	270,10	0,00	0,00	541,15	38,30	1764,87	0,00	176,55	749,62	2616,60	0,00	0,00	374,77
01-01-2018	21	270,30	0,00	0,00	409,48	42,13	1639,55	0,00	177,71	749,37	2589,21	0,00	0,00	60,56
01-01-2018	22	270,00	0,00	0,00	457,54	54,51	1461,46	0,00	152,34	744,21	2612,74	0,00	0,00	62,10
01-01-2018	23	270,40	0,00	0,00	383,56	23,95	1643,98	0,00	111,87	751,05	2729,61	0,00	0,00	419,16
01-01-2018	24	270,20	0,00	0,00	152,60	137,38	1974,26	0,00	103,48	753,20	2778,10	0,00	0,00	1088,63

Tabela 4.5: Amostra de dados do modelo único.

Dia	Hora	Preço (€/MWh)	Consumo (MW)	Saldo Importador (MW)	Eólica (MW)	Fotovoltaico (MW)	Fuel;GN;CC (MW)	Carvão (MW)	PRE Termica (MW)	Hídrica (MW)	Nuclear (MW)	Cogeração (MW)
01-01-2018	1	28,10	27467,14	-749,19	13994,56	7,67	1671,33	1268,20	1075,28	725,84	7058,17	2518,00
01-01-2018	2	33,00	26625,37	441,31	12898,65	7,67	1451,00	1226,87	1069,32	106,54	7056,33	2450,50
01-01-2018	3	32,90	24970,95	307,44	11242,17	8,00	1711,67	1284,83	1063,23	91,67	7058,17	2286,83
01-01-2018	4	28,10	23661,02	2570,07	8297,56	8,00	1724,67	1306,57	1061,22	-610,35	7058,83	2325,83
01-01-2018	5	27,60	22821,75	2687,47	8345,96	7,83	1554,33	1340,57	1058,00	-1495,53	7067,00	2332,33
01-01-2018	6	24,60	22512,34	2694,30	8654,36	8,00	1549,00	1318,03	1058,55	-2092,39	7069,17	2325,17
01-01-2018	7	20,10	22665,39	2487,76	9040,94	8,00	1621,33	1334,47	1064,46	-2227,57	7073,33	2340,67
01-01-2018	8	19,90	22959,57	2318,32	8934,20	8,05	2097,67	1400,67	1062,37	-2204,16	7098,67	2319,83
01-01-2018	9	19,84	22748,23	2508,63	8985,56	62,39	1517,17	1311,73	1062,19	-2094,41	7111,50	2365,00
01-01-2018	10	19,90	23445,22	2371,68	8913,01	666,02	1568,33	1348,73	1065,53	-1863,92	7111,33	2336,67
01-01-2018	11	19,90	25308,93	2915,58	9654,45	1783,06	919,00	1315,80	1064,00	-1654,70	7109,67	2321,50
01-01-2018	12	19,90	27153,64	1906,06	10322,25	2677,32	779,33	1331,67	1070,86	-341,66	7105,67	2413,33
01-01-2018	13	23,60	28008,46	483,21	11644,76	3180,45	787,67	1324,20	1076,43	126,26	7105,00	2423,67
01-01-2018	14	25,10	28436,53	357,46	12277,27	3139,62	777,67	1294,17	1071,90	137,12	7104,00	2404,67
01-01-2018	15	23,60	28589,50	-1607,32	14841,40	2974,02	690,33	1265,17	1083,19	-95,20	7102,50	2455,83
01-01-2018	16	24,60	27264,81	-2718,25	15329,55	2723,97	768,67	1267,03	1078,14	-625,54	7094,33	2466,50
01-01-2018	17	25,10	26738,35	-2904,93	15370,04	2020,87	746,67	1284,20	1071,05	-307,15	7087,33	2470,00
01-01-2018	18	27,60	27530,01	-2505,88	16195,88	866,11	849,67	1235,73	1075,61	357,88	7084,67	2496,00
01-01-2018	19	27,60	30595,88	-2687,86	17258,79	194,67	908,50	1250,87	1082,99	3126,48	7083,00	2530,17
01-01-2018	20	28,10	32151,39	-1427,30	17014,10	119,50	945,33	1232,60	1087,62	3698,73	7082,67	2566,83
01-01-2018	21	32,90	33024,61	-222,45	16938,71	114,50	883,83	1210,47	1088,21	3515,42	7086,00	2586,33
01-01-2018	22	28,10	33227,22	-14,37	16670,58	94,50	836,83	1191,67	1081,55	3864,63	7087,83	2601,50
01-01-2018	23	28,10	32549,91	-432,02	16881,27	60,00	938,83	1202,23	1088,88	3263,55	7086,67	2611,50
01-01-2018	24	27,60	30094,37	-908,74	16210,44	50,50	1247,67	1225,03	1089,53	1601,33	7087,83	2636,33

4.2 Análise da Correlação

Para verificação do modelo de previsão, foi feita uma análise de correlação das variáveis recolhidas com o preço da eletricidade. Ao avaliar o grau de relacionamento entre variáveis, é possível observar a interferência que determinada variável tem no resultado de outra, neste caso, no resultado do preço. Existem muitos métodos de análise de correlação de variáveis , sendo o mais utilizado o coeficiente de correlação de *Pearson*, nomeadamente em trabalhos baseados em redes neuronais [60], [61]. Deste modo, o método escolhido para a análise da correlação das diferentes variáveis recolhidas em relação ao preço foi o coeficiente de correlação de *Pearson*.

Coeficiente de *Pearson*

O coeficiente de correlação de *Pearson* representa um grau de relação entre duas variáveis x e y. Neste caso, identifica a conexão entre dois grupos de neurónios no cérebro. O coeficiente de correlação de *Pearson* mostra a relação linear entre conjuntos de dados e o seu valor varia entre -1 a +1. Um valor de -1 indica a correlação negativa máxima entre os dados considerados, enquanto que um valor de +1 indica a correlação positiva máxima entre os dados selecionados. Por outro lado, um valor 0 indica que não há correlação entre os dados escolhidos [61]. O coeficiente de correlação de *Pearson* entre as variáveis aleatórias x e y é então definido da seguinte forma:

$$\rho_{x,y} = \frac{cov(x,y)}{\sigma_x \sigma_y} \tag{4.1}$$

em que cov(x,y) é a covariância entre as variáveis x e y e σ_x, σ_y os desvios padrão x e y respetivamente [60].

O coeficiente de correlação de *Pearson* é assim definido como a razão entre a covariância de duas variáveis e o produto dos seus desvios-padrão [61]. Na Tabela 4.6, são mostrados os valores do cálculo do coeficiente de Pearson de todas as variáveis recolhidas e tratadas em relação ao preço.

Tabela 4.6: Coeficiente de Pearson de todas as variáveis em relação ao Preço.

Coeficiente de Pearson			
Variável	Preço	Variável	Preço
Consumo	0,430	Carvão	0,768
Saldo importador	0,163	PRE Térmica	0,305
Eólica	-0,449	Hídrica	0,223
Fotovoltaico	0,064	Nuclear	0,114
Fuel, GN e CC	0,236	Cogeração	0,510

4.3 Horizonte Temporal para Período de Teste

Para a criação da Rede Neuronal Artificial (RNA), foi necessário escolher o período temporal do conjunto de dados de treino e o conjunto de dados de teste. Ou seja, encontrar a estrutura ideal

para a rede, de modo a garantir uma previsão com um elevado grau de fiabilidade à saída [62]. Muitos estudos recomendam o uso de 80% de toda a base de dados para fins de treino e 20% de toda a base de dados para fins de teste [63–68]. Com base nestes estudos, e com uma base de dados completa para 2 anos (2018 e 2019), correspondente a 17520 conjuntos de dados, foram escolhidos os períodos temporais para análise. Para o conjunto de teste, foram escolhidos 4 meses. Uma percentagem de 20% da base de dados equivalia a 146 dias (3504 conjuntos de dados), o que correspondia a cerca de 4,8 meses. Uma vez que os estudos meteorológicos foram feitos mensalmente, optou-se então por arredondar o período do conjunto de teste para 4 meses, que já é um período bastante extenso para a análise feita.

Relativamente à escolha dos períodos de 4 meses a serem selecionados para conjunto de teste, estes foram escolhidos com base na análise meteorológica mensal feita ao longo dos dois anos. Foram assim criados 3 períodos temporais de 4 meses de 2018 e 2019. O primeiro com os 4 meses mais quentes, o segundo com os 4 meses mais chuvosos, e o terceiro com os 4 meses com maior intensidade de vento média. Os 3 períodos temporais definidos foram então os seguintes:

- Período 1 (4 meses mais quentes): agosto de 2018, setembro de 2018, julho de 2019 e agosto de 2019;
- Período 2 (4 meses mais chuvosos): março de 2018, novembro de 2018, novembro de 2019 e dezembro de 2019;
- Período 3 (4 meses com maior intensidade de vento): março de 2018, dezembro de 2018, novembro de 2019 e dezembro de 2019;

4.4 Variáveis Utilizadas

Na análise dos dados recolhidos e tratados com vista à realização da presente dissertação, optou-se por incluir no modelo final, todas as variáveis de produções por tecnologia agrupadas de Portugal e Espanha. Seguidamente, incluiu-se também o saldo importador da Península Ibérica, somando a interligação de Espanha com a diferença da importação com a exportação de Portugal, o consumo da Península Ibérica, somando assim também o consumo dos dois países, e, por último, o Preço Marginal (€/MWh). Este último é usado para o *target* da rede, uma vez que é a variável em análise na RNA, e o *output* da rede é um vetor de preços, que será depois comparado com o preço real. As variáveis meteorológicas foram tratadas apenas para fazer o estudo dos períodos temporais escolhidos, e não foram usadas variáveis cronológicas. Isto deve-se ao facto deste trabalho não tratar de previsões de preços de eletricidade, mas sim do impacto que o aumento da produção renovável tem no preço da eletricidade no MIBEL. Com este processo vai obter-se uma boa previsão, por forma a validar a credibilidade dos valores finais, com o objetivo de perceber a influência apenas da produção renovável no preço. O uso de variáveis cronológicas iria afetar a rede e o preço, que iria seguir esses valores, o que poderia levar a uma melhor previsão para valores reais de produção, mas prejudicaria a influência da produção renovável no preço, ou seja,

a alteração feita nos valores de produção no conjunto de teste não teria tanta significância se no modelo fossem incluídas variáveis cronológicas.

4.5 Avaliação de Desempenho

Para dar credibilidade ao modelo apresentado, foram realizados cenários de teste. Estes cenários são constituídos apenas pela previsão do preço para os períodos temporais escolhidos, sem alteração dos valores das produções por tecnologia. Desta forma, foi possível demonstrar que se a previsão dos valores do preço, sem alterar valores de produção, acompanhava os valores reais do preço para os períodos temporais escolhidos, aquando da alteração dos valores de produção por tecnologia, essa alteração dos valores do preço influenciados pelos novos valores de produção no conjunto de teste da RNA têm credibilidade. Para tal, recorreu-se ao *Mean Absolute Percentage Error* (MAPE). Na avaliação do desempenho dos modelos de RNA, muitos estudos adotam alguns indicadores estatísticos para medir o desempenho do modelo da RNA, como por exemplo o uso do erro percentual absoluto médio (MAPE) [69]. Este indicador dá uma ideia da precisão da previsão, pois compara a média dos erros absolutos percentuais de cada *output* com os respetivos valores reais. Este indicador pode ser calculado a partir de (4.2), onde n corresponde ao número de amostras.

$$MAPE(\%) = \left(\frac{1}{n} \sum_{i=1}^{n} \frac{|V.Real_i - Output_i|}{V.Real_i} \right) \times 100\% \tag{4.2}$$

O MAPE foi utilizado apenas nos cenários de teste, já que nos cenários finais, os valores de produção são diferentes. De salientar que é normal que os valores de *output* do preço sejam diferentes dos valores reais. Para os cenários de teste, o MAPE faz a comparação entre os valores reais do preço com os *outputs* resultantes das simulações feitas através da RNA no *Matlab*, para os 3 períodos temporais escolhidos. Para o cálculo deste indicador, foram ainda realizados alguns passos intermédios, que são caracterizados pelas expressões (4.3) a (4.6).

$$ErroAbsoluto = |V.Real - Output| \tag{4.3}$$

$$ErroRelativo = \left(\frac{V.Real - Output}{V.Real} \right) \tag{4.4}$$

$$ErroPercentual = \left(\frac{V.Real - Output}{V.Real} \right) \times 100\% \tag{4.5}$$

$$ErroAbsolutoPercentual = \left(\frac{|V.Real - Output|}{V.Real} \right) \times 100\% \tag{4.6}$$

No entanto, verificou-se que para valores de preço real próximos de zero, esta fórmula comum do cálculo deste indicador não era a mais acertada, uma vez que divide o erro absoluto pelo valor real, sendo o valor real próximo de zero. Mesmo que o erro seja pequeno, a divisão resulta num

valor grande devido a, por exemplo, uma divisão de um número por 0,01 equivaler a multiplicar esse número por 100. Neste sentido, foi feita uma pesquisa, constatando-se que a situação já se encontra documentada na literatura. Foi assim encontrada uma nova expressão de cálculo deste indicador (MAPE), que é usada para evitar a situação anteriormente descrita. A nova expressão do MAPE é apresentada em (4.7). Para o Cálculo de (4.7) é necessário proceder ao cálculo intermédio da média aritmética dos valores reais de todo o conjunto em análise, representada pela expressão (4.8).

$$MAPE = \frac{100}{N} \sum_{n=1}^{N} \frac{|\hat{p}_n - p_n|}{\bar{p}} \tag{4.7}$$

$$\bar{p} = \frac{1}{N} \sum_{n=1}^{N} p_n \tag{4.8}$$

Nas expressões anteriores $\hat{p}_n$ é o valor obtido através da rede (*output*) para a hora n, p_n é o valor real para a hora n, $\bar{p}$ é a média aritmética do valor real de todo o conjunto, e N é o número de amostras totais (horas) [70].

4.6 Redes Neuronais Artificiais

As RNA foram originalmente projetadas como modelos altamente simplificados do sistema nervoso humano, exibindo habilidades como aprendizagem, generalização e abstração. Estas acumulam, armazenam e reconhecem padrões de conhecimento com base na experiência, e também têm a capacidade de se treinarem para o ambiente em mudança, com os recursos de tolerância a falhas, eficiência e auto-adaptabilidade, além de terem melhores funções cognitivas, como aprendizagem e memória [71].

As RNA são chamadas de modelos de dados estatísticos não lineares que replicam o papel dos neurónios biológicos [69]. Recentemente, a aplicação de ferramentas de computação eletrónica para estabelecer equações não lineares em vários campos aumentou significativamente. Uma das ferramentas mais capazes é a RNA, que tem sido amplamente usada para simular diferentes problemas complexos. A maioria dos estudos anteriores revelou que as RNA são métodos confiáveis para estimar problemas de engenharia [72]. As RNA são assim modelos matemáticos e de elaboração que visam reproduzir o comportamento dos neurónios biológicos para a resolução de problemas complexos e não lineares, implementando um padrão simples de elementos interconectados. A peculiaridade mais importante das RNA é a capacidade de aprender modelos matemáticos e estatísticos com a experiência. Esta característica não permite que as RNA avaliem explicitamente a relação matemática entre entradas e saídas. As RNA são, portanto, uma espécie de uma caixa negra, porque não se sabe univocamente como alcançam o resultado final e não são programadas como um código de cálculo comum, mas são treinadas através de um processo de aprendizagem baseado em dados empíricos [71]. O processo inicial é o treino, que passa por fornecer à rede *inputs*, que são variáveis que irão influenciar os resultados e definir o *target*, que são

os valores a prever (neste caso, será um vetor com valores reais do preço). Aqui, a rede encontra as melhores relações entre os dados introduzidos, de modo a obter os *outputs* produzidos pela rede o mais aproximado possível dos outputs reais (*target*). De seguida, há a fase de teste, em que a rede após ajustar o peso das conexões para atingir os valores pretendidos na fase de treino, impõe esses mesmos pesos a um novo conjunto de *inputs*, que têm de ter o mesmo número de variáveis dos anteriores, para serem calculados novos *outputs* da variável pretendida. Na Figura 4.1 [62], mostra-se um fluxograma geral para a criação de modelos de RNA.

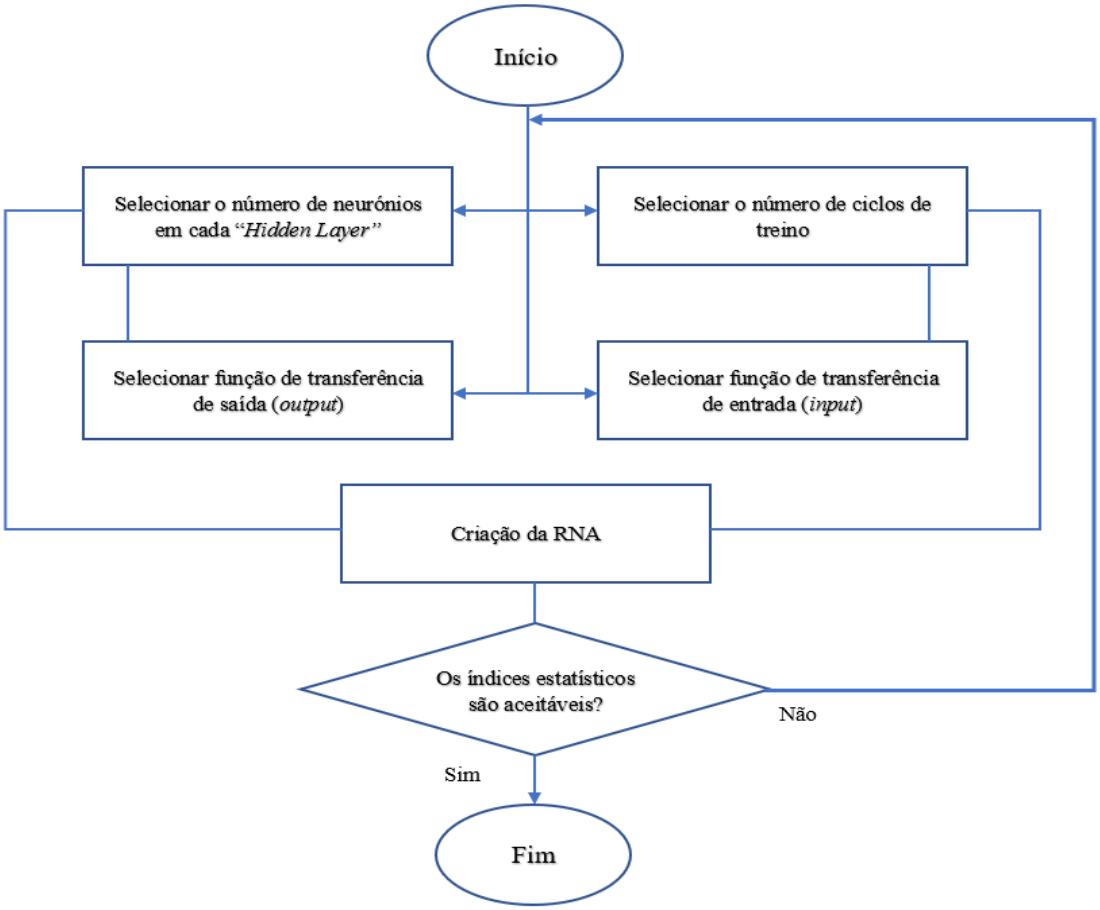


Figura 4.1: Fluxograma geral para modelos de RNA.

Este foi o método escolhido para cumprir os objetivos desta dissertação. Assim, para cada período temporal foram feitas simulações através das RNA no *software Matlab*. Inicialmente, foram feitas simulações apenas de previsão para dar credibilidade ao modelo. Seguidamente foram realizadas alterações nas produções por tecnologia no conjunto de teste e comparou-se os *outputs* resultantes do preço no MIBEL, aquando dessas alterações, com os valores reais do preço no MIBEL, para os mesmos períodos. Para as RNA no *software Matlab*, recorreu-se à ferramenta *nftool (neural fitting tool)* para a criação das redes. Foram gerados vários *outputs*, em que para cada cenário foram realizados vários treinos. Em cada um, consoante os melhores resultados de

previsão nos cenários de teste, foram usados posteriormente o mesmo número de treinos para as simulações.

A arquitetura selecionada para as redes desenvolvidas neste trabalho trata-se de redes multicamada, onde existe uma camada escondida *(hidden layer)* com um determinado número de neurónios. As redes utilizadas foram redes com duas camadas, sendo que, para a camada escondida, não existe um consenso universal para o número de neurónios selecionados. Optou-se assim pela regra que define a utilização de (2 x n + 1) neurónios, em que n é o número de *inputs* da rede. Na Figura 4.2, é possível visualizar a composição de uma rede criada com 10 entradas, onde na *hidden layer* o número de neurónios é de 21, seguindo a regra mencionada.

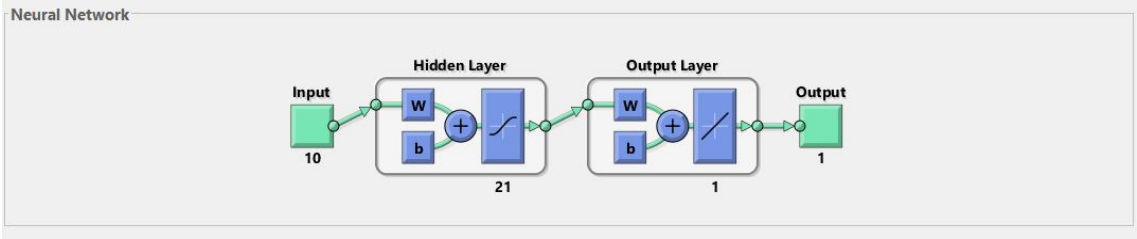


Figura 4.2: Estrutura de uma rede neuronal na ferramenta *nftool* do *Matlab*.

Nos seguintes parâmetros da rede, a função de treino utilizada foi a *Levenberg-Marquardt* e a função de *performance* foi a *Mean Squared Error* (mse).

Os dados disponíveis foram distribuídos, como mencionado anteriormente, de forma a que a divisão fosse de cerca de 80% para os dados de treino e 20% para os dados de teste. Os dados de treino serviriam para treinar as redes neuronais, por forma a "ensinar" a rede a seguir um certo comportamento face aos dados inseridos. Este processo de aprendizagem foi posteriormente simulado com os 20% de dados correspondentes ao conjunto de teste. A implementação de todos os casos de estudo foi feita num computador com um processador *Intel Core* i7-8550U *Quad Core* @1,68GHz, 8 GB de RAM e um sistema operativo *Windows 10 Home 64-Bit*.

4.7 Alterações nos Valores de Produção por Tecnologia

Com o intuito de analisar o impacto que o aumento da produção renovável tem no preço da eletricidade no MIBEL, e uma vez que a análise pretendida nesta dissertação era uma análise a longo prazo, foram realizadas alterações nos valores das produções por tecnologia. Assim, as alterações feitas nos valores das produções por tecnologia foram baseadas no Plano Nacional de Energia e Clima (PNEC) 2021-2030 em Portugal [11] e no *Plan Nacional Integrado de Energía y Clima* (PNIEC) 2021-2030 em Espanha [17], seguindo o cenário tendencial do PNIEC de Espanha para 2030 e os objetivos do PNEC de Portugal para 2030 também. Portanto, foi feita uma análise às capacidades instaladas por tecnologia atuais, e às capacidades instaladas por tecnologia previstas para 2030. Prevê-se para estas um aumento significativo nas tecnologias renováveis, principalmente na tecnologia fotovoltaica, e um decréscimo significativo nas tecnologias não renováveis,

principalmente na produção através do Carvão, onde em Portugal se tem como objetivo acabar com a produção a partir desta fonte até 2030, e no cenário tendencial de Espanha reduzi-la quase a zero.

Desta forma, foi feita uma média de produção por hora de todas as tecnologias para toda a base de dados. A partir dessa média e das capacidades instaladas atuais, foi feita uma transgressão da média de produção por hora das tecnologias para os valores das capacidades instaladas para 2030, obtendo assim em percentagem um aumento ou diminuição da produção. Na Tabela 4.7, é possível ver as percentagens finais para as alterações a realizar nas várias tecnologias, em que todos os valores da base de dados foram atualizados, multiplicando os valores existentes pela percentagem definida. No Anexo A.2 é apresentada a evolução das capacidades instaladas por tecnologia de 2020 a 2030, para Portugal e Espanha, que foram usadas para o cálculo das percentagens finais das alterações feitas nos valores de produção.

Tabela 4.7: Percentagens da alteração dos valores de produção por tecnologia.

Tecnologia	**Alterações**
Eólica	Aumento de 60%
Fotovoltaico	Aumento de 130%
Carvão	Diminuição de 78%
Hídrica	Aumento de 8%
Cogeração	Diminuição de 52%

Capítulo 5

Análise e Discussão de Resultados

Neste capítulo é apresentada a análise e discussão dos resultados obtidos, resultados estes divididos para os cenários de teste e para os cenários finais. Dentro dos dois cenários, os resultados obtidos são mostrados para os vários períodos temporais, onde são apresentados através de figuras e tabelas, e são feitas análises para cada simulação.

5.1 Cenários de Teste

Neste trabalho foram realizados cenários de teste para três períodos temporais escolhidos, mediante o apresentado no Capitulo 4, por forma a dar credibilidade ao modelo através de RNA em *Matlab*. Estes cenários servem apenas para fazer a previsão do preço sem alterar valores de produção. Assim é possível analisar se os valores dos *outputs* acompanham os valores reais do preço para os períodos em análise através das simulações realizadas. Estes testes permitem também aferir qual é o número de treinos para a qual a rede tem um melhor comportamento. Com base nesta informação foram feitas as simulações finais, em que foram usados para cada período, separadamente, o número de treinos que melhores resultados apresentaram nestes testes. Os valores foram assim analisados com base na representação gráfica dos resultados e através do cálculo de índices estatísticos. Os índices considerados são o valor de regressão, que é fornecido aquando do treino da rede no *software Matlab*, e, posteriormente, valores de MAPE, erro absoluto, erro relativo, erro percentual e erro absoluto percentual, como já foi mostrado anteriormente. O fator de decisão principal para dar credibilidade ao modelo feito e para a escolha do número de treinos a realizar foi o resultado do erro MAPE, uma vez que é um dos principais indicadores usados para RNA. Assim, na Tabela 5.1 são apresentados os valores do erro MAPE para as simulações de teste, nos três períodos temporais e com vários números de treinos diferentes. Nos três períodos, há números de treinos que não têm valores de MAPE, uma vez que, quando o valor de regressão fornecido no *software Matlab* era baixo (abaixo de 0,94), o modelo não era acabado e não eram obtidos os seus *outputs*. Para os três períodos, foram obtidos *outputs* sempre próximos dos valores reais do preço de energia no MIBEL, recolhidos no OMIE. Estes resultados mostram que o modelo era estável e credível, e, deste modo, as simulações finais realizadas com alterações das produções, provocaram

mudanças nos preços. Estes valores são credíveis para os novos valores de produção, apesar de nunca se poder prever em concreto aquilo que acontecerá em 2030.

Tabela 5.1: Resultados do erro MAPE para os cenários de teste.

Nº de treinos	1	2	3	5	6	9
P. Temporal 1	**9,232%**	9,396%	9,434%	9,403%	-	9,963%
P. Temporal 2	20,06%	17,78%	-	18,69%	-	**15,98%**
P. Temporal 3	19,07%	-	16,99%	16,91%	**15,22%**	18,54%

5.1.1 Período Temporal 1- Cenários de Teste

O período temporal 1 inclui os quatro meses mais quentes de 2018 e 2019, agosto e setembro de 2018 e julho e agosto de 2019, constituindo o conjunto de teste selecionado para este período. Estes 4 meses correspondem a cerca de 20% dos dados de treino. Para garantir que as previsões realizadas com o modelo feito sejam o mais precisas possível, realizaram-se testes suplementares relativos ao número de treinos a executar nas simulações deste modelo e para este período. Os resultados foram avaliados consoante a posterior análise do resultado do erro MAPE. Este período foi o que apresentou melhores valores de previsão, também devido à maior estabilidade do preço durante os 4 meses selecionados em relação aos restantes períodos. O melhor modelo para este período, baseado no resultado do erro MAPE, foi o modelo com 1 treino da rede, apresentando uma percentagem de erro de cerca de 9,23%. Na Figura 5.1 e Figura 5.2, são apresentados 2 gráficos de comparação entre os valores reais de preço para este período e os outputs resultantes da rede. A Figura 5.1 apresenta a comparação entre todos os valores, incluindo o número total de amostras. Na Figura 5.2 foi feita uma média para cada hora do dia, durante os 4 meses, assim, são mostrados valores médios, tanto dos valores reais do preço como dos outputs obtidos, para apenas as 24 horas do dia. É possível ver que os valores dos *outputs* acompanham os valores reais com pequenas variações, e a curva diária é acompanhada ao longo de todas as horas do dia. Ou seja, se há aumento no valor real há um aumento no valor do *output*, e se há diminuição no valor real há diminuição no valor do *output*. Na Tabela 5.2, apresenta-se a média de preço por hora para todo o conjunto (4 meses, 2952 valores), tanto para o conjunto de valores reais como para o conjunto de valores de *output*, e a diferença entre esses dois valores. O que significa que a média dos valores obtidos através do modelo feito difere cerca de 7% abaixo da média dos valores reais.

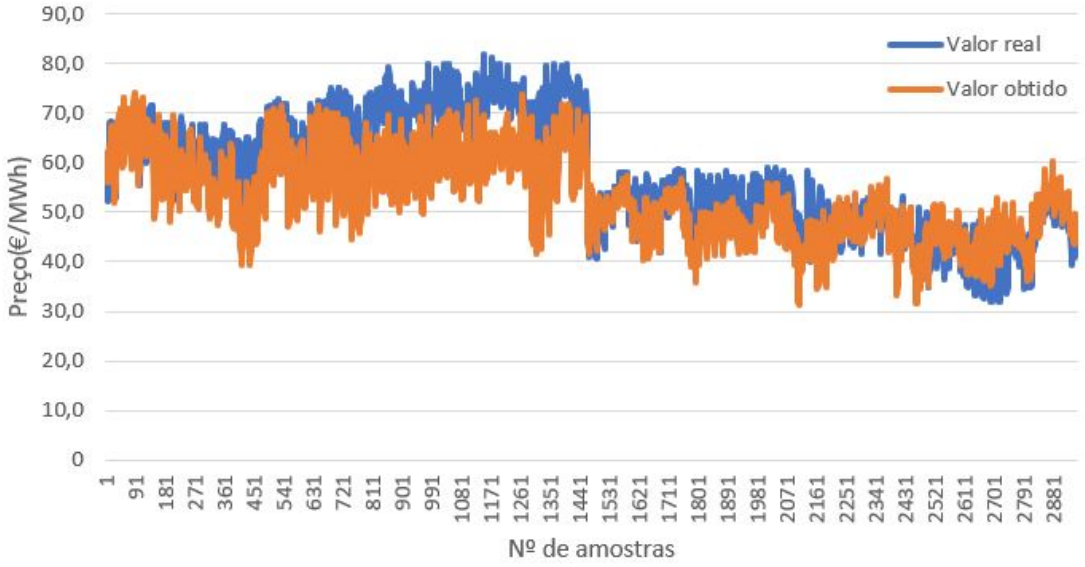


Figura 5.1: Comparação de todos os valores reais com os valores previstos no P. Temporal 1 do Cenário de Teste.

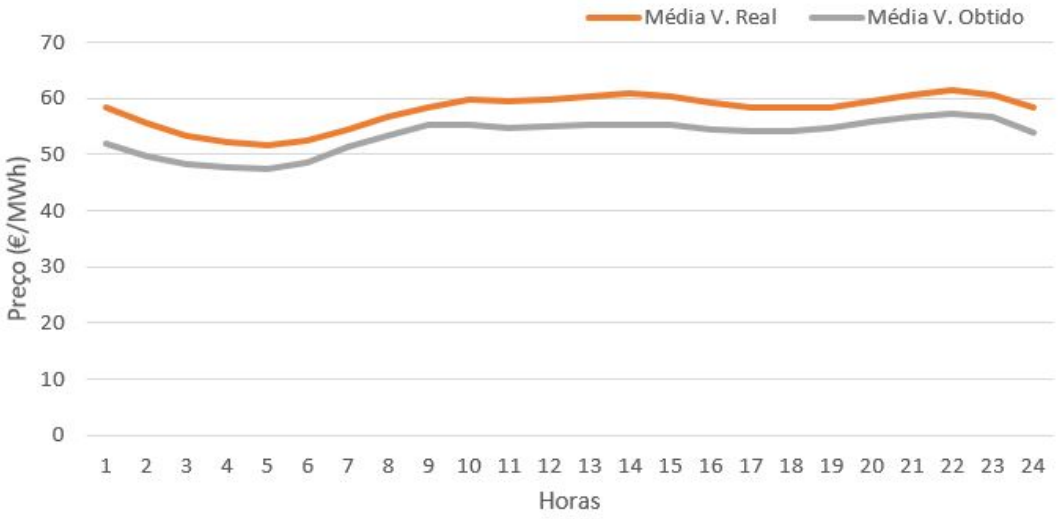


Figura 5.2: Comparação dos valores médios dos valores reais com os previstos no P. Temporal 1 do Cenário de Teste.

Tabela 5.2: Média de preço por hora para os 4 meses no P. Temporal 1 do Cenário de Teste.

Média Preço por hora (€/MWh)	
V. Real	57,895
V. Obtido	53,463
Diferença	4,432

5.1.2 Período Temporal 2- Cenários de Teste

O período temporal 2 inclui os quatro meses com maior precipitação de 2018 e 2019, março e novembro de 2018 e novembro e dezembro de 2019, que correspondem ao conjunto de teste selecionado para este período. Estes 4 meses correspondem a cerca de 20% dos dados de treino. Para este período temporal, foram feitas várias simulações de testes, à semelhança do período temporal 1, de modo a garantir o modelo com o número de treinos que melhor resultados apresentava. Os resultados foram avaliados através da análise do resultado do erro MAPE. O melhor modelo para este período, baseado no resultado do erro MAPE, foi o modelo com 9 treinos da rede, apresentando uma percentagem de erro de cerca de 15,98%. Na Figura 5.3 e 5.4, são apresentados os gráficos de comparação entre os valores reais de preço para este período e os valores obtidos resultantes da rede (*outputs*). Estas figuras apresentam o mesmo formato que as Figuras 5.1 e 5.2 para o período temporal 1. É possível ver que, na maior parte do conjunto, os valores dos *outputs* acompanham os valores reais, apesar de haver alguns pontos em que a rede apresenta flutuações. Estas flutuações devem-se ao facto de os valores reais para este período, serem instáveis, principalmente quando os valores reais caem quase para zero. É normal que a rede nestes pontos não acompanhe de imediato os valores reais (é uma característica das redes neuronais), quando há alterações significativas e repentinas do *target*, tal como acontece neste caso, uma vez que a rede não está à espera dessas mudanças bruscas e fica um pouco "perdida" por alguns instantes. Relativamente à curva diária, a curva de valores obtidos através da rede acompanha a trajetória da curva de valores reais ao longo de todas as horas do dia, com valores médios um pouco mais altos do que os valores médios reais. Na Tabela 5.3 apresenta-se a média de preço por hora para todo o conjunto (4 meses, 2927 valores), tanto para o conjunto de valores reais, como para o conjunto de valores de *output*, e a diferença entre esses dois valores. O que significa que a média dos valores obtidos através do modelo feito difere cerca de 9% acima da média dos valores reais.

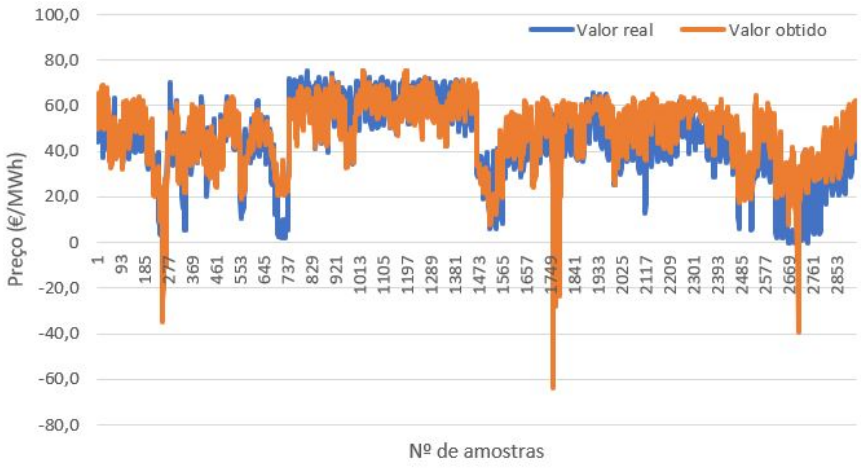


Figura 5.3: Comparação de todos os valores reais com os valores previstos no P. Temporal 2 do Cenário de Teste.

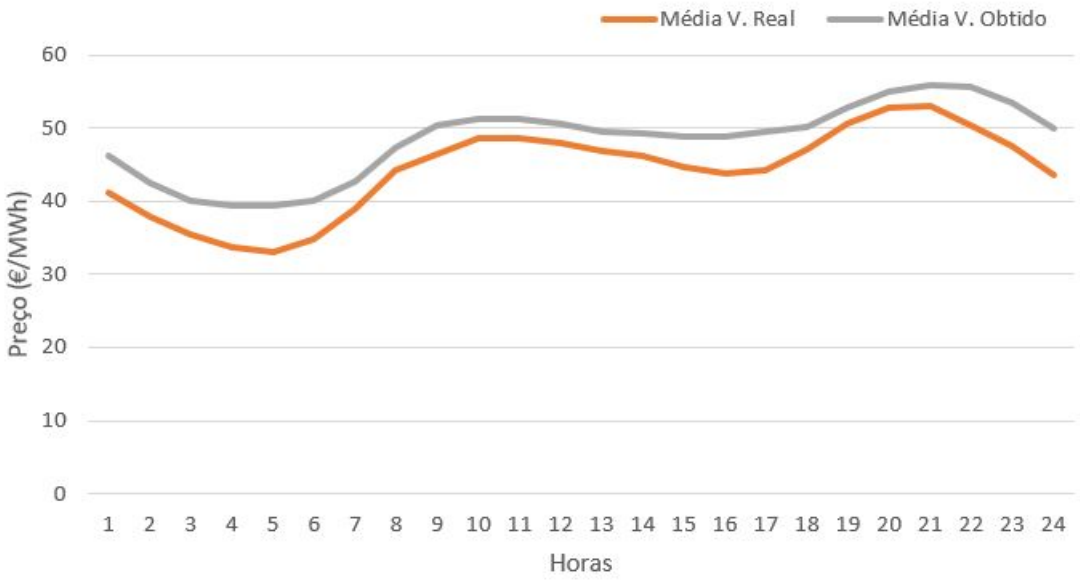


Figura 5.4: Comparação dos valores médios dos valores reais com os previstos no P. Temporal 2 do Cenário de Teste.

Tabela 5.3: Média de preço por hora para os 4 meses no P. Temporal 2 do Cenário de Teste.

Média Preço por hora (€/MWh)	
V. Real	44,267
V. Obtido	48,375
Diferença	4,108

5.1.3 Período Temporal 3- Cenários de Teste

O período temporal 3 inclui os quatro meses com maior intensidade de vento de 2018 e 2019, março e dezembro de 2018 e novembro e dezembro de 2019, que corresponde ao conjunto de teste selecionado para este período. Estes 4 meses correspondem a cerca de 20% dos dados de treino. Assim como para os dois períodos anteriores, foram feitas várias simulações de testes com o intuito de procurar o modelo com menor erro MAPE, alterando o número de treinos da rede nas diferentes simulações. O melhor modelo para este período, baseado no resultado do erro MAPE, foi o modelo com 6 treinos da rede, apresentando uma percentagem de erro de cerca de 15,22%. Na Figura 5.5 e Figura 5.6, são apresentadas, as comparações entre os valores reais de preço e os valores obtidos resultantes da rede (*outputs*), à semelhança dos períodos anteriores. A partir destas figuras pode ver-se que os valores dos *outputs* acompanham os valores reais em quase todo o conjunto, sendo a parte final do conjunto a parte problemática, que corresponde ao mês de dezembro de 2019, à semelhança do que acontece no período temporal 2. O mês de dezembro de 2019 foi instável a nível de preços de eletricidade no MIBEL, e houve muitos momentos em que o preço andou muito próximo de zero. Nesses momentos, a rede não acompanha tão bem os

valores reais e essa parte do conjunto é a que mais contribui para o aumento do MAPE, e para o aumento do valor médio de todo o conjunto. Relativamente à curva diária, pode ver-se que os valores obtidos através da rede acompanham sempre a trajetória da curva de valores reais ao longo de todas as horas do dia, e os seus valores médios são um pouco mais altos do que os valores médios reais, andando sempre numa diferença entre os 2 €/MWh e os 5 €/MWh, assim como no período temporal 2. Isto acontece porque grande parte do conjunto de teste é o mesmo, e assim, as curvas são idênticas.

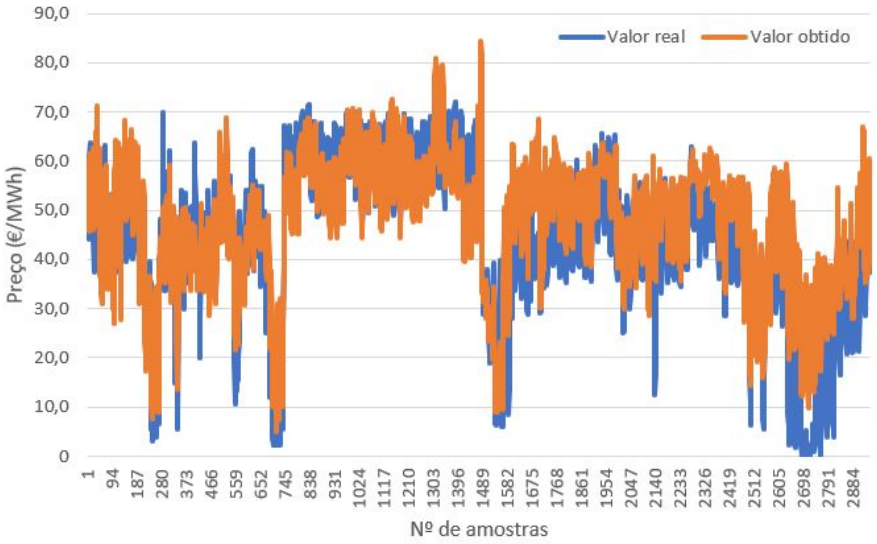


Figura 5.5: Comparação de todos os valores reais com os valores previstos no P. Temporal 3 do Cenário de Teste.

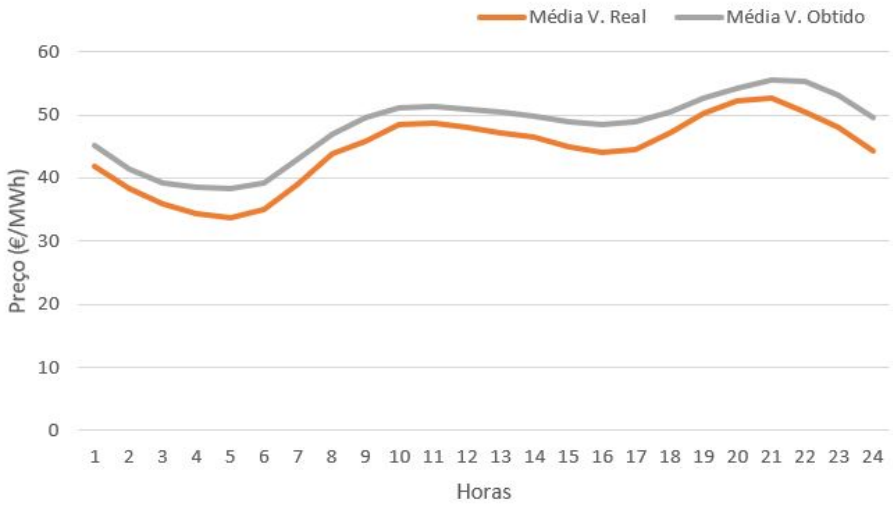


Figura 5.6: Comparação dos valores médios dos valores reais com os previstos no P. Temporal 3 do Cenário de Teste.

Na Tabela 5.4, a média de preço por hora para todo o conjunto (4 meses, 2951 valores) é mostrada, para o conjunto de valores reais, para o conjunto de valores obtidos através da rede, e para a diferença entre esses dois valores médios. Esta diferença tem o valor de 3,605 €/MWh, o que mostra uma diferença de cerca de 8,1% acima da média dos valores reais.

Tabela 5.4: Média de preço por hora para os 4 meses no P. Temporal 3 do Cenário de Teste.

Média Preço por hora (€/MWh)	
V. Real	44,347
V. Obtido	49,979
Diferença	3,605

5.2 Cenários Finais

Nesta secção, são apresentados os resultados finais tendo em conta as simulações realizadas, para prever o impacto que o aumento da integração renovável tem no preço de eletricidade. O modelo apresentado anteriormente para os cenários de teste é seguido aqui, por forma a dar credibilidade aos modelos criados através das RNA e para fazer a escolha do melhor modelo a seguir para cada período temporal. Adicionalmente, foram feitos os incrementos da produção das tecnologias renováveis e a redução de algumas tecnologias não renováveis. Estas alterações seguem e têm como referência o PNEC 2021-2030 de Portugal [11] e o PNIEC 2021-2030 de Espanha [17], onde são definidos objetivos de produção de energia para as várias tecnologias em 2030. As alterações foram feitas através dos valores das capacidades instaladas atualmente, e dos valores das capacidades instaladas definidas nestes planos para 2030, como já foi dito no Capítulo 4. Estes valores obtidos foram modificados depois, em todos os conjuntos de teste, para todos os valores de produções por tecnologia previstos. Seguidamente, foram feitas as simulações em RNA no *software Matlab*, com esses novos conjuntos de teste. Nesta secção, são apresentados os resultados para cada período temporal escolhido bem como uma análise a esses resultados.

5.2.1 Período Temporal 1- Cenário Final

O Período temporal 1 inclui, tal como estabelecido, os 4 meses mais quentes presentes na base de dados, dos anos de 2018 e 2019. Mais concretamente, os meses de agosto e setembro de 2018 e julho e agosto de 2019. Estes 4 meses são o conjunto de teste da rede, enquanto que os restantes meses dos 2 anos são o conjunto de treino. Foi com base nestes 4 meses que foram feitas as alterações dos valores de produção (MW), criando-se assim o conjunto em análise. Para este período, tal como foi referido em 5.1, o melhor modelo da rede feito através das RNA foi o modelo com 1 treino da rede, uma vez que apresenta o melhor resultado para o erro do MAPE na previsão. Após este processo, procedeu-se à simulação no *software Matlab*, do modelo previamente preparado. Os resultados totais, ou seja, os 2952 valores, são apresentados na Figura 5.7, e na Tabela 5.5, onde é mostrada a média de preço por hora para todo o conjunto. Esses

valores foram ainda tratados numa nova análise, resultando na Figura 5.8 e na Tabela 5.6, onde foi feita uma "média se", para cada hora do dia, por forma a realizar uma análise ao longo das várias horas do dia.

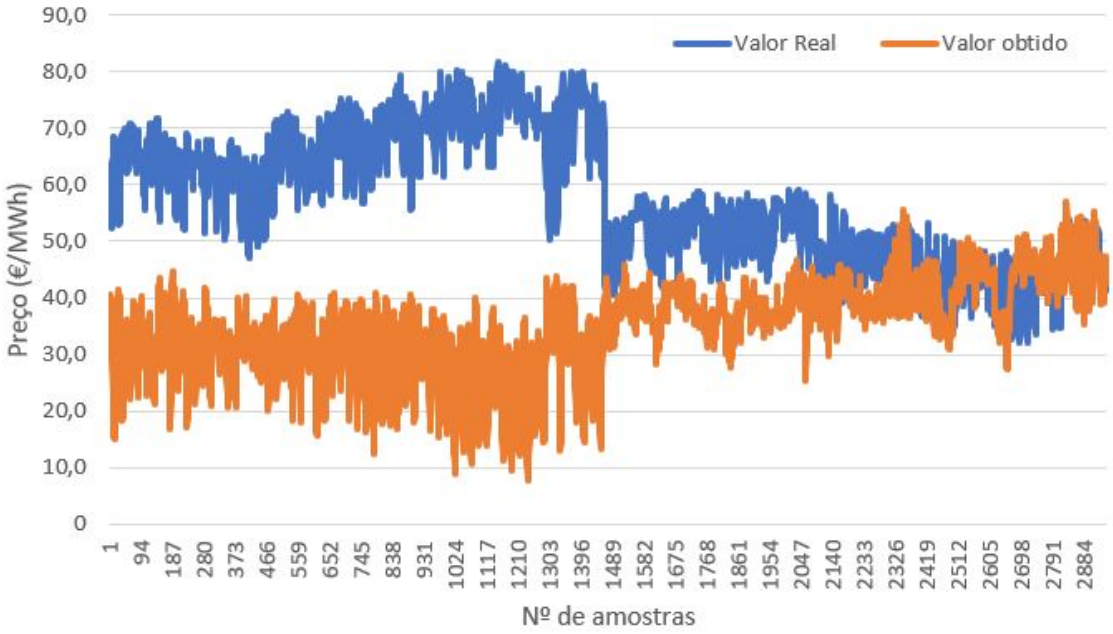


Figura 5.7: Comparação de todos os valores reais com os valores previstos no P. Temporal 1 do Cenário Final.

Com base na Figura 5.7 é possível ver que, em quase todo o conjunto em análise, o preço da eletricidade diminui consideravelmente com as alterações das produções por tecnologia. Também se consegue perceber que a diferença de preço é maior até cerca de metade do conjunto de amostras, o que pode ser justificado devido ao facto do preço real nos dois meses de 2018 ser mais alto do que nos dois meses de 2019, e a rede estabiliza mais os valores do preço ao longo dos 4 meses. Na Tabela 5.5 é apresentada a média do preço por hora (€/MWh) para todo o conjunto, tanto para os valores reais de preço como para os valores obtidos através da rede e para a diferença entre as duas médias. Assim, há uma diminuição da média de valores de cerca de 23 €/MWh para o total do conjunto em análise, o que significa uma diminuição no preço de cerca de 39,3% com as alterações na produção previstas para 2030 na península ibérica. Contando com o erro da previsão apresentado no conjunto de teste para este mesmo período, houve uma diferença na média do preço entre o valor real e o obtido de cerca de 4,432 €/MWh. Podendo-se reduzir a diferença para cerca de 18 €/MWh, o que resulta numa diminuição no preço de cerca de 31,6% do valor real para o valor previsto em 2030 com as alterações baseadas nos planos energéticos de Portugal e Espanha para esse mesmo ano. Uma análise semelhante é feita na Tabela 5.6 ao nível diário, para perceber o comportamento dos valores nas 24 horas do dia.

Tabela 5.5: Média de preço por hora para os 4 meses no P. Temporal 1 do Cenário Final.

Média Preço/Hora (€/MWh)	
Valor Real	57,895
Valor Obtido	35,184
Diferença	22,712

Tabela 5.6: Preço médio para as 24 horas do dia no P. Temporal 1 do Cenário Final.

Horas	Valor Real (€/MWh)	Valor obtido (€/MWh)	Diferença (€/MWh)
1	58,288	38,191	20,097
2	55,543	38,212	17,331
3	53,245	37,723	15,522
4	52,274	37,065	15,208
5	51,804	36,754	15,050
6	52,520	37,199	15,321
7	54,564	37,793	16,771
8	56,649	37,609	19,041
9	58,460	36,642	21,818
10	59,907	34,215	25,692
11	59,641	32,408	27,233
12	59,791	31,754	28,037
13	60,442	30,934	29,509
14	60,948	30,093	30,855
15	60,336	30,227	30,109
16	59,142	31,242	27,900
17	58,471	32,404	26,068
18	58,391	33,573	24,817
19	58,468	35,151	23,317
20	59,448	36,445	23,003
21	60,593	36,773	23,820
22	61,615	36,635	24,980
23	60,637	37,402	23,235
24	58,313	37,967	20,346

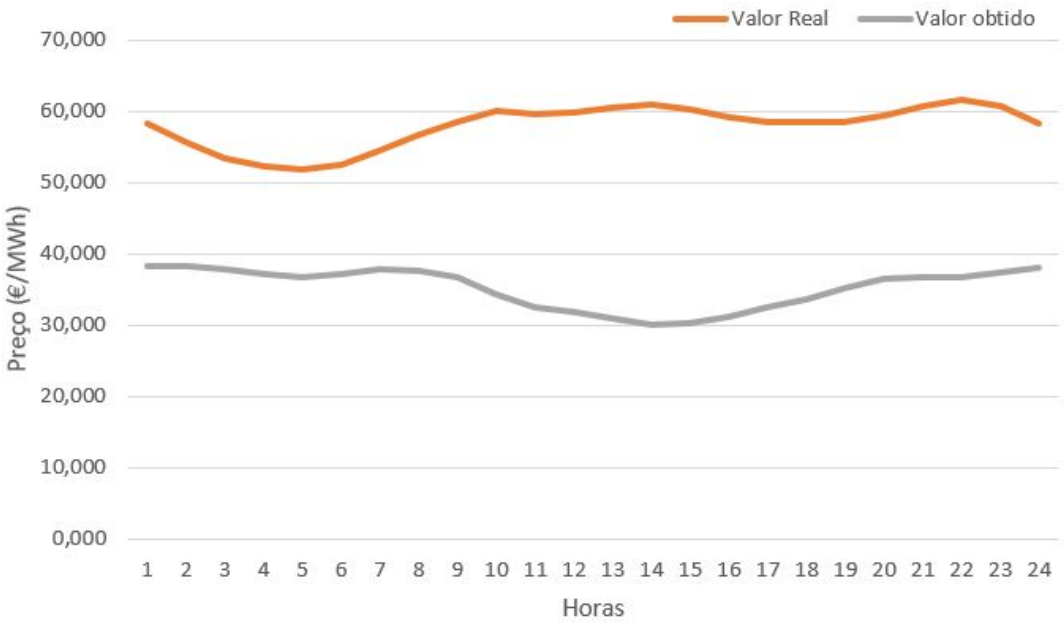


Figura 5.8: Comparação dos valores médios dos valores reais com os previstos no P. Temporal 1 do Cenário Final.

A partir da Figura 5.8 e da Tabela 5.6 é possível verificar a diferença do preço do valor real para o valor previsto. Começando a aumentar com uma maior margem a partir das 8h/9h do dia, atingindo o seu pico de maior diferença de preço às 14h/15h do dia, e começa a diminuir a partir daí até ao fim do dia. Com base nesta constatação, é nítida a influência do grande incremento da produção feito através da tecnologia fotovoltaica (130%), uma vez que o maior abaixamento do preço se dá nas horas de maior irradiância solar, coincidindo o pico do abaixamento do preço (entre os 25,692 €/MWh a 30,855 €/MWh) com o pico da irradiância solar durante o dia (10h-15h). É neste período que se pode analisar de forma mais clara a influência do aumento da produção fotovoltaica, uma vez que este período contém os 4 meses com mais luz solar do conjunto de dados. Durante as horas em que não há sol, é normal haver também um abaixamento do preço, pois a produção Eólica e Hídrica têm incrementos na sua produção, e a produção a Carvão e a Cogeração têm reduções, sendo a redução na produção a Carvão bastante significativa (cerca de 80%).

Em forma de resumo, com base na análise realizada neste período temporal, foi possível observar que há uma diminuição significativa do preço da eletricidade entre o valor real e o valor previsto baseado em produções estipuladas para 2030 (cerca de 20 €/MWh). Na curva diária, ao longo de todo o dia, há um abaixamento do preço, e esse abaixamento é ainda mais notório nas horas de maior luz solar, devido ao grande incremento previsto de produção fotovoltaica para a próxima década e de o período temporal em análise ter um grande aproveitamento solar.

5.2.2 Período Temporal 2- Cenário Final

O período temporal 2, contém os 4 meses mais chuvosos de 2018 e 2019 (março e novembro de 2018 e novembro e dezembro de 2019). Como foi referido anteriormente, este período é bem mais instável do que o período temporal 1 no que toca a valores de preços reais. Estes 4 meses a serem analisados compõem o conjunto de teste da rede, e os restantes meses dos 2 anos da base de dados são o conjunto de treino da rede, em linha com os estudos da especialidade que afirmam que, para redes neuronais, 80% dos dados devem ser para fins de treino e 20% dos dados para fins de teste. Para este cenário final, pegou-se na rede criada no cenário de teste com melhor erro MAPE, e, posteriormente, no conjunto de teste. Foram feitas as devidas alterações nos valores de produção (MW) por tecnologia baseadas nos planos de energia e clima de ambos os países da Península Ibérica para 2030. O modelo da rede com melhor resultado do erro MAPE nos cenários de teste, para este período temporal, foi o modelo criado com 9 treinos da rede, e por isso, depois das alterações feitas nos valores de produção, foi o modelo utilizado para este cenário final na rede simulada no *software Matlab*. Os resultados totais dos 2927 valores, equivalentes a estes 4 meses em análise, são apresentados na Figura 5.9 e na Tabela 5.7, e, posteriormente, são ainda apresentados resultados para as 24 horas do dia, elaborado da mesma forma que para o modelo anterior, que são mostrados na Figura 5.10 e na Tabela 5.8.

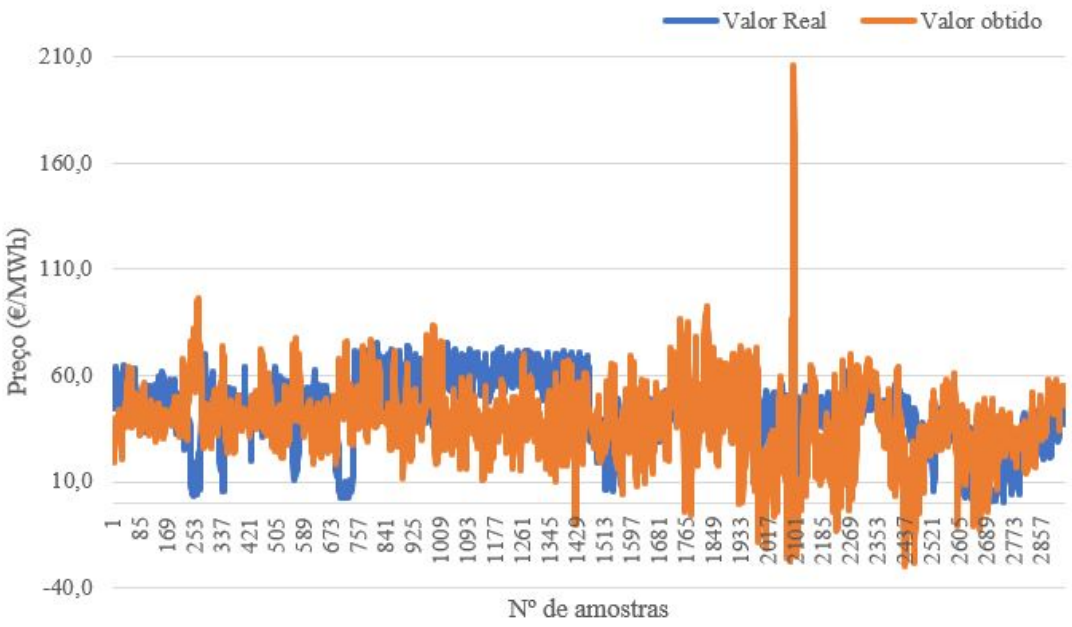


Figura 5.9: Comparação de todos os valores reais com os valores previstos no P. Temporal 2 do Cenário Final.

Com base na Figura 5.9 pode observar-se que, neste conjunto, os valores reais do preço são mais baixos e existem muitos valores próximos de 0, o que perturba a rede neuronal. Assim, até

cerca de metade do conjunto, que corresponde aos meses de março e novembro de 2018, é possível ver uma diminuição do preço no valor obtido em relação ao valor real, exceto quando os valores reais se aproximam de zero. Na outra metade do conjunto, que corresponde aos meses de novembro e dezembro de 2019, , houve muito mais valores de preços reais próximos de zero, o que fez destabilizar um pouco a rede, justificando assim aquele pico que atingiu os 206 €/MWh. Também nessa parte do conjunto, com valores de preço reais bastantes baixos, apareceram nos valores obtidos preços negativos. Os preços negativos já apareceram em alguns mercados, como na Alemanha e na França, tendo atingido na Alemanha um pico negativo de -75 €/MWh, existindo mesmo valores de preço negativo durante 10 horas. Assim, ventos elevados e uma procura reduzida significam preços de eletricidade baixos. Por isso, nos meses de novembro e dezembro de 2019, e também o mês de março de 2018, onde se verificam valores reais próximos de zero, estes meses foram muito chuvosos e muito ventosos, como se pode ver na tabela de Dados Meteorológicos no Capítulo 4, sendo essa a razão pela qual estes meses são incluídos no período temporal 2 e 3. Por conseguinte, para valores próximos de zero na parte inicial do gráfico (que correspondem ao mês de março de 2018), a rede para os valores obtidos, não acompanhou essas alterações e acabou por estabilizar os seus valores, já que o modelo não esperava por esse abaixamento repentino. Na parte final do conjunto, a rede apresentou assim valores negativos porque acompanhou a tendência dos valores reais. Para os valores sem alteração dos valores de produção, o preço foi para próximo de zero, com as alterações realizadas no conjunto de teste, como por exemplo o incremento de 60% da produção eólica, os preços foram ainda mais baixos e apareceram preços negativos. Na prática, preços de eletricidade negativos significam que, se um consumidor consumisse energia significativa nesse período, o seu comercializador teria de lhe pagar por ele consumir energia, não contando claro com os valores de taxas e impostos que são depois aplicados.

Na Tabela 5.7, é possível visualizar a média do preço por hora (€/MWh) para todo o conjunto, para os valores reais de preço e para os valores obtidos da rede, e ainda a diferença entre estas duas médias.

Tabela 5.7: Média de preço por hora para os 4 meses no P. Temporal 2 do Cenário Final.

Média Preço/Hora (€/MWh)	
Valor Real	44,267
Valor Obtido	37,897
Diferença	6,370

Com base na Tabela 5.7 pode ver-se que existe uma diminuição da média de valores de preço reais para a média de valores obtidos de cerca de 6,4 €/MWh. O que significa uma diminuição no preço de cerca de 14,4% com as alterações feitas nos valores de produção. O erro da previsão para este período, no cenário de teste, foi de cerca de 4,11 €/MWh acima da média de preço para os valores reais. Assim, contando com esse erro, pode-se aumentar aqui a diferença para cerca de 10,5 €/MWh, o que resulta numa diminuição no preço de cerca de 23,6% do valor real para o

valor previsto, consoante as alterações nas produções estipuladas para 2030. Na Figua 5.10 e na Tabela 5.8, é feita uma análise ao comportamento dos valores para as 24 horas do dia.

Tabela 5.8: Preço médio para as 24 horas do dia no P. Temporal 2 do Cenário Final.

Horas	Valor Real (€/MWh)	Valor obtido (€/MWh)	Diferença (€/MWh)
1	41,192	40,140	1,052
2	37,950	38,248	-0,297
3	35,492	37,904	-2,412
4	33,802	38,309	-4,507
5	33,126	37,189	-4,063
6	34,779	35,554	-0,775
7	39,058	36,084	2,974
8	44,286	37,815	6,471
9	46,348	36,428	9,921
10	48,625	33,930	14,695
11	48,672	36,583	12,089
12	47,918	37,728	10,190
13	46,998	36,882	10,117
14	46,254	36,453	9,801
15	44,697	36,253	8,444
16	43,824	36,551	7,273
17	44,302	37,667	6,635
18	47,128	38,906	8,222
19	50,525	39,038	11,487
20	52,833	38,360	14,473
21	52,971	39,427	13,545
22	50,361	41,095	9,266
23	47,659	41,828	5,831
24	43,595	41,183	2,412



Figura 5.10: Comparação dos valores médios dos valores reais com os previstos no P. Temporal 2 do Cenário Final.

Para este período, na análise ao longo das 24 horas do dia, é possível concluir que há uma diminuição do preço em quase todas as horas do dia, apesar de existir horas em que a média do preço previsto está maior do que a média do preço real. Estas variações, e também a existência de vários picos de abaixamento de preço, mostram que não é um período tão estável como o período temporal 1. Nesse período apenas havia um pico de abaixamento nas horas de maior sol, devendo-se ao facto de serem os 4 meses mais quentes e com muita luz solar, onde o grande incremento de produção fotovoltaica foi claramente notório. Aqui, existe também um pico de abaixamento do preço em algumas horas de maior aproveitamento solar (10h-13h). Onde, apesar de serem meses chuvosos e ventosos, há sempre alguma luz solar a aproveitar e o incremento da produção fotovoltaica, tendo sido o maior de todas as tecnologias. No entanto, há também outro pico de abaixamento do preço (19h-21h), e há ainda horas em que a média do preço previsto é superior à média do preço real, que se deve à volatilidade e incerteza das tecnologias renováveis como a energia eólica e hídrica. Em tom de conclusão para este período temporal, e com base na análise feita, observou-se uma diminuição significativa do preço da eletricidade entre o valor real e o valor previsto (cerca de 10 €/MWh) e a curva diária apresenta na sua maioria um abaixamento do preço.

5.2.3 Período Temporal 3- Cenário Final

O período temporal 3 é composto pelos 4 meses com maior intensidade de vento de 2018 e 2019 (março e dezembro de 2018 e novembro e dezembro de 2019). Este período tem 3 meses que coincidem com o período temporal 2, portanto é na mesma um período instável a nível de valores

reais de preço. No entanto, uma vez que os 4 meses escolhidos para análise em cada período temporal foram escolhidos devido a valores meteorológicos, de modo a analisar três extremos de dados climáticos em relação a precipitação, vento e temperatura/radiação solar, decidiu-se não alterar estes meses. Como nos períodos anteriores, os 4 meses em análise são o conjunto de teste da rede e os restantes dados dos 2 anos são o conjunto de treino. Depois das várias simulações feitas nos cenários de teste para obter o melhor modelo da rede através das RNA, foi escolhido o modelo da rede criada com melhor resultado do erro MAPE, que foi o modelo criado com 6 treinos da rede. Seguidamente, foram realizadas as alterações devidas nos valores de produção (MW) por tecnologia no conjunto de teste, e procedeu-se à simulação final no *software Matlab*. Assim como nos períodos temporais anteriores, os resultados totais dos 2951 valores, que correspondem aos 4 meses em análise, são mostrados na Figura 5.11 e na Tabela 5.9, e de seguida são apresentados resultados para as 24 horas do dia, através de valores médios para cada hora, apresentados na Figura 5.12 e na Tabela 5.10.

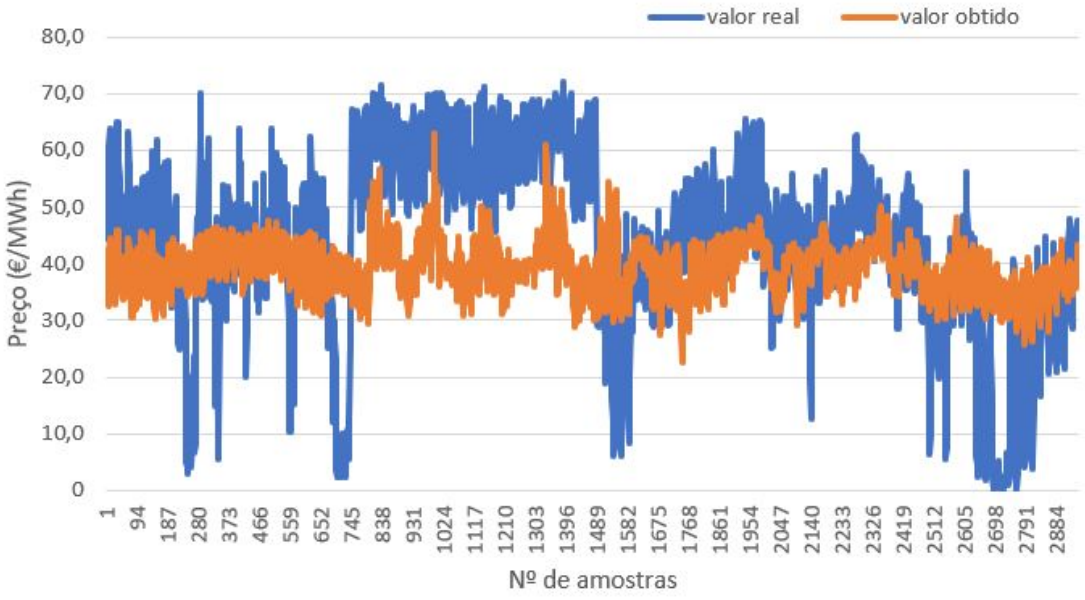


Figura 5.11: Comparação de todos os valores reais com os valores previstos no P. Temporal 3 do Cenário Final.

Para este conjunto, os valores reais do preço são instáveis e existem muitos valores próximos de zero, à semelhança do que aconteceu no período temporal 2, uma vez que coincidem em 3 dos 4 meses. Como tem vindo a ser referido, esta instabilidade e a existência de valores próximos de zero perturba a rede neuronal, uma vez que a rede "se sente um pouco perdida" quando existe uma grande instabilidade, principalmente com valores à volta de zero. Para esta simulação, a rede acabou por se comportar como na primeira metade do conjunto do período temporal 2. Quando os valores caíram para perto de zero, a rede continuou a apresentar valores estáveis, mantendo-se na linha de tendência que trazia dos valores anteriores. As principais diferenças foram na

parte do conjunto entre as amostras 715 e 1429, aproximadamente, correspondente ao mês que diferiu do conjunto anterior (dezembro de 2018). Neste, os preços reais foram mais elevados e os valores obtidos apresentaram aqui um maior abaixamento do preço. Já na parte final do conjunto, constituído pelos mesmos meses que o período temporal 2, nesse período a rede já acompanhou os decaimentos dos valores reais e chegou até a formar preços negativos. Aqui, continuou a estabilizar os valores, como já tinha feito nas amostras iniciais do conjunto e como tinha feito também nas primeiras amostras do período temporal 2. Isto pode dever-se ao diferente número de treinos usados para os dois períodos. Na Tabela 5.9, é possível visualizar ainda a média do preço por hora (€/MWh) para todo o conjunto, tanto para os valores reais de preço como para os valores obtidos da rede, e ainda a diferença entre estas duas médias.

Tabela 5.9: Média de preço por hora para os 4 meses no P. Temporal 3 do Cenário Final.

Média Preço/Hora (€/MWh)	
Valor Real	44,374
Valor Obtido	39,369
Diferença	5,005

Com base na Tabela 5.9 pode ver-se que existe uma diminuição da média de valores de preço reais para a média de valores obtidos de cerca de 5 €/MWh. Isto significa uma diminuição no preço de cerca de 11,3% com as alterações feitas nos valores de produção. Contando com o erro da previsão para este período no cenário de teste, que foi de cerca de 3,6 €/MWh acima da média de preço para os valores reais, pode-se aumentar a diferença neste cenário final para cerca de 8,61 €/MWh. O que resulta numa diminuição no preço de cerca de 19,4% do valor real para o valor previsto, de acordo com as alterações nas produções estipuladas para 2030. Na Figura 5.12 e na Tabela 5.10, é feita uma análise ao comportamento dos valores para as 24 horas do dia.

Neste período, a curva do preço ao longo das 24 horas do dia do valor obtido acompanhou a trajetória da curva do valor real do preço, mas com máximos e mínimos mais achatados e com valores de preço mais baixos. Há, praticamente em toda a curva, uma diminuição do preço no valor obtido comparativamente ao valor real. À semelhança do período temporal 2, existem vários picos de abaixamento do preço, devido ao facto de estes períodos serem chuvosos e ventosos. Por conseguinte, a volatilidade e incerteza das tecnologias renováveis, especialmente a produção eólica e hídrica, influenciam esses resultados.

Tabela 5.10: Preço médio para as 24 horas do dia no P. Temporal 3 do Cenário Final.

Horas	Valor Real (€/MWh)	Valor Obtido (€/MWh)	Diferença (€/MWh)
1	41,903	37,695	4,209
2	38,417	36,296	2,121
3	35,867	35,116	0,751
4	34,310	34,662	-0,352
5	33,712	34,525	-0,813
6	35,024	35,352	-0,328
7	38,895	37,512	1,382
8	43,908	39,624	4,285
9	45,924	40,834	5,090
10	48,434	41,085	7,350
11	48,656	41,427	7,229
12	47,956	41,903	6,054
13	47,142	41,852	5,290
14	46,508	41,700	4,808
15	45,008	41,000	4,008
16	44,007	40,320	3,687
17	44,395	39,704	4,691
18	47,078	39,372	7,706
19	50,164	39,638	10,526
20	52,246	40,521	11,725
21	52,594	41,512	11,082
22	50,456	42,041	8,415
23	48,101	41,447	6,654
24	44,262	39,722	4,540

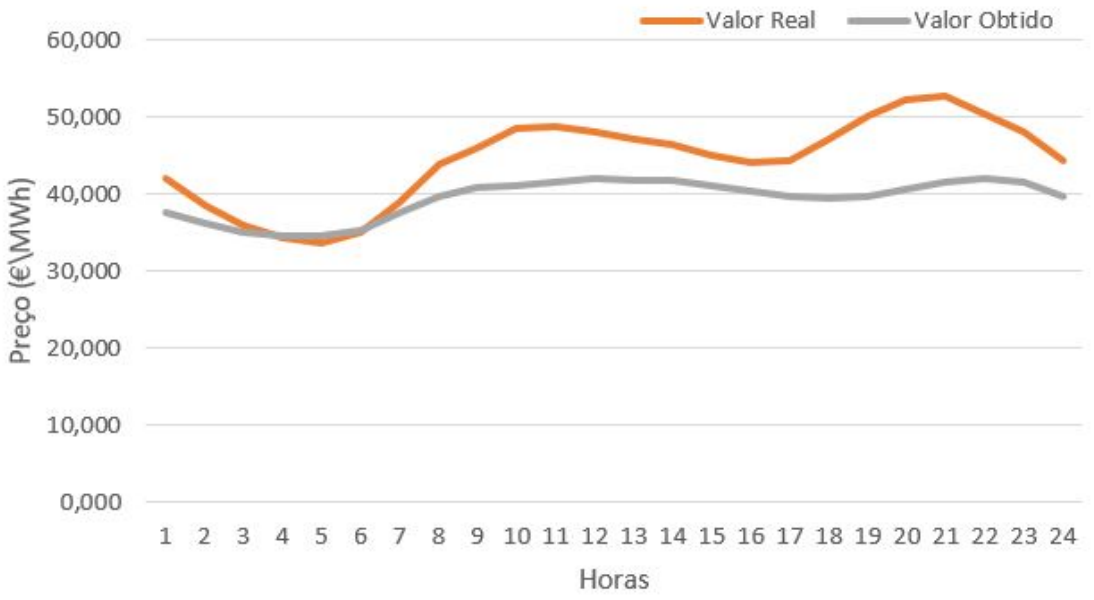


Figura 5.12: Comparação dos valores médios dos valores reais com os previstos no P. Temporal 3 do Cenário Final.

Em tons de conclusão, verificou-se com base na análise para este período temporal, que existe, uma vez mais, uma diminuição significativa do preço da eletricidade entre o valor real e o valor previsto (cerca de 9 €/MWh) e a curva diária apresenta na sua maioria um abaixamento do preço.

Capítulo 6

Conclusões e Trabalhos Futuros

Neste capitulo são apresentadas as principais conclusões do trabalho realizado e são apresentados alguns trabalhos futuros.

6.1 Conclusões

A presente dissertação teve como objetivo principal analisar o impacto que a crescente penetração de produção de eletricidade a partir de fontes de energia renovável tem no mercado ibérico de eletricidade, a longo prazo. Para isso, partiu-se de pressupostos teóricos dos mercados energéticos e das metas propostas pelos governos na Península Ibérica e na UE para 2030. Neste enquadramento, foram realizadas simulações com diferentes cenários de integração de produção renovável. Estas simulações foram realizadas através de um método de inteligência computacional, as RNA, implementadas com recurso à ferramenta *nftool* do *software Matlab.*

Assim, foi necessário proceder a um estudo teórico acerca do enquadramento legislativo das energias renováveis, definindo aqui as metas propostas pelas políticas energéticas da UE, e mais especificamente, da Península Ibérica, para o ano de 2030. Paralelamente, foi também necessário fazer um enquadramento acerca de mercados de eletricidade, mais propriamente do MIBEL, devido às suas especificações técnicas e económicas. Estes estudos permitiram avançar com segurança para a recolha de dados que pudessem ter influência na evolução do preço da energia elétrica. Estes dados foram depois tratados e estudados, para que pudessem integrar o modelo realizado através das RNA como *inputs*, para que a previsão do preço realizada fosse credível. Construindo-se para o efeito uma base de dados de 2 anos, incluindo o ano de 2018 e 2019.

Um ponto importante, foi a escolha do horizonte temporal da análise, onde, baseado em vários estudos, optou-se por constituir o conjunto de treino da rede com 80% dos dados e o conjunto de teste com 20% dos dados. Os períodos temporais selecionados para o conjunto de teste foram baseados em dados meteorológicos, onde se escolheram períodos mais quentes, mais chuvosos e com maior intensidade de vento.

Construíram-se vários modelos, e, numa primeira fase, fez-se apenas simulações com cenários de teste, onde não foram alterados os valores de produção. Estes cenários de teste serviram

para dar credibilidade ao modelo e aos resultados obtidos nos cenários finais, ou seja, depois das alterações nos valores de produção por tecnologia. Serviram também para escolher qual o melhor modelo a usar, através da avaliação do indicador MAPE. Depois de definido qual o melhor modelo, foi desenvolvido um modelo com alterações dos valores de produção para o período e horizonte temporal análogo ao modelo criado nos cenários de teste.

Por fim, foram mostrados e analisados os resultados obtidos nos cenários finais, para cada período temporal, com vista a fazer a comparação entre os valores reais de preço e os valores obtidos através dos modelos criados. Esta comparação foi analisada ao nível dos valores médios apresentados nas várias figuras e tabelas.

Relativamente aos períodos temporais escolhidos pode concluir-se que o período temporal 1, com os 4 meses mais quentes da base de dados, era o período com maior estabilidade de preços nos valores reais e também o período em que os preços reais eram mais elevados. Isto levou a que fosse o período temporal com melhores resultados obtidos nos cenários de teste, onde era feita apenas a previsão do preço, e, por isso, pensa-se que será também o período temporal com valores mais credíveis nos cenários finais. Os outros dois períodos temporais, um com os 4 meses mais chuvosos e o outro com os 4 meses com maior intensidade de vento, coincidiam em grande parte do período temporal, e continham ambos o mês de dezembro de 2019. Este mês foi um mês instável a nível de preços, tendo atingido, por diversas vezes, preços muito próximos de zero. Esta instabilidade de valores e o aparecimento de muitos valores de preço próximos de zero perturbam a rede neuronal, contribuindo assim para piores resultados.

Outra conclusão a salientar refere-se ao impacto que o aumento da produção renovável e a diminuição da produção não renovável tem no preço da energia elétrica. Com base nos resultados obtidos, é notório que, com as alterações realizadas nos valores de produção baseadas nos planos de energia e clima de Portugal e Espanha para 2030, o preço da energia elétrica diminui com o aumento da produção renovável e a diminuição da produção não renovável. Foram incrementados aumentos de 130% na produção fotovoltaica, 60% na produção eólica e 8% na produção hídrica e foram reduzidas 78% da produção a carvão e 52% da cogeração. Estas alterações provocaram um abaixamento do preço de cerca de 12,4 €/MWh, valor médio dos três períodos temporais, o que representa uma diminuição do preço da energia elétrica no MIBEL de cerca de 23,5% do valor médio total do preço real para o período dos 2 anos (2018 e 2019). Estes resultados vão de encontro ao esperado antes da realização deste trabalho, uma vez que se previa que o aumento da produção através de FER provocasse uma diminuição do preço da energia elétrica no mercado.

Por último, conclui-se também que o período temporal 1, período com os 4 meses mais quentes e com maior luz solar, foi o período onde a diminuição do preço foi maior, existindo uma diminuição do preço de cerca de 31,6%. Esta conclusão também foi de encontro ao esperado, uma vez que, para a próxima década (2021-2030), a tecnologia renovável que terá um maior desenvolvimento na Península Ibérica será a tecnologia fotovoltaica, e por isso, foi a tecnologia que teve maior incremento de produção nas simulações realizadas (130%), bastante superior às restantes tecnologias renováveis. Desta forma, sendo o período temporal 1 o período com maior aproveitamento solar, o grande incremento da produção fotovoltaica foi bem mais notório aqui.

6.2 Trabalhos Futuros

Como trabalhos futuros, pode ser desenvolvido:

- Um melhoramento da metodologia implementada com a inclusão de outras variáveis nos *inputs* da rede, nomeadamente, variáveis meteorológicas. Enquanto que no presente documento estas foram usadas apenas para o estudo dos períodos temporais a escolher, noutros trabalhos podem vir a ser usadas como variáveis de entrada (*inputs*) da rede, uma vez que as tecnologias renováveis dependem muito dos dados meteorológicos.

- Uma análise ao mercado retalhista, de forma a entender se a redução de preços do mercado grossita tem efeito para os consumidores, por forma a completar toda a cadeia de valor do setor elétrico.

Anexo A

Anexos

A.1 Dados Meteorológicos

Tabela A.1: Dados Meteorológicos Mensais- Cidade do Porto.

Cidade	PORTO	Temperatura (°C)			Vento (km/h)		
		Max	Med	Min	Max	Med	Min
2018	Jan	13,81	10,12	5,94	41	11,72	0
	Fev	13,68	9,36	5	41	14,36	0
	Mar	13,58	10,87	7,71	52	17,65	0
	Abr	16,73	12,97	9,17	37	13,97	0
	Mai	19,03	15,29	11,45	35	11,16	0
	Jun	21	17,5	13,93	33	10,26	0
	Jul	22,35	19,16	16,23	30	10,38	0
	Ago	26,19	20,43	16,81	33	9,62	0
	Set	24,7	19,26	14,93	31	7,7	0
	Out	21,42	16,4	11,65	48	12,89	0
	Nov	16	13,11	9,83	50	14,58	0
	Dez	15,77	12,3	9,06	59	12,8	0
2019	Jan	14,32	9,22	4,52	39	11,36	0
	Fev	16,46	11,3	6,89	43	12,07	0
	Mar	17,81	12,98	8,06	50	12,78	0
	Abr	16,57	13,07	9,57	37	13,4	0
	Mai	21,58	17,12	12,45	41	14,52	0
	Jun	19,6	16,39	12,87	50	11,79	0
	Jul	22,84	18,97	15,39	33	9,75	0
	Ago	22,84	18,77	14,84	37	10,12	0
	Set	24,02	19,23	14,4	39	10,62	0
	Out	19,52	15,77	12,32	43	12,34	0
	Nov	15,1	12,75	10	46	14,89	0
	Dez	15,16	11,59	8,26	52	14,02	0

Tabela A.2: Dados Meteorológicos Mensais- Cidade de Lisboa.

Cidade	LISBOA	Temperatura (°C)			Vento (km/h)		
		Max	Med	Min	Max	Med	Min
2018	Jan	14,35	11,16	8,39	32	11,36	0
	Fev	14,32	10,62	7,46	36	12,7	0
	Mar	14,71	11,82	8,71	43	17,42	0
	Abr	17,67	13,71	10,7	40	13,03	0
	Mai	20,71	16,35	12,45	29	10,6	0
	Jun	23,27	18,92	14,87	36	12,59	0
	Jul	24,52	19,51	5,1	25	12,86	0
	Ago	30,71	23,47	11,52	29	12,33	0
	Set	29,2	22,74	17,5	25	9,94	0
	Out	22,61	18,03	14,45	43	11,39	0
	Nov	16,3	13,21	9,93	29	10,36	0
	Dez	15,06	11,66	8,71	40	9,32	0
2019	Jan	13,74	10,28	6,81	32	10,82	0
	Fev	16,5	11,95	8,36	43	9,61	0
	Mar	19,45	14,4	9,87	36	12,62	0
	Abr	18,14	14,14	11	32	13,42	0
	Mai	24,77	19,3	14,42	32	14,1	0
	Jun	23,6	18,65	14,9	32	12,99	0
	Jul	26,5	21,15	16,23	29	14,43	0
	Ago	28,32	22,06	18,03	29	13,28	0
	Set	27,4	21,85	17,93	32	11,81	0
	Out	22,16	17,95	13,81	29	11	0
	Nov	17,1	14,57	12,3	40	13,5	0
	Dez	15,39	12,9	10,48	47	13,99	0

Tabela A.3: Média dos Dados Meteorológicos Mensais para Portugal.

PAÍS	PORTUGAL	Temperatura (°C)			Vento (km/h)			Precipitação (mm)
		Max	Med	Min	Max	Med	Min	Total
2018	Janeiro	14,08	10,64	7,165	36,5	11,54	0	52,8
	Fevereiro	14	9,99	6,23	38,5	13,53	0	37,1
	Março	14,145	11,345	8,21	47,5	17,535	0	199,3
	Abril	17,2	13,34	9,935	38,5	13,5	0	90,9
	Maio	19,87	15,82	11,95	32	10,88	0	29,5
	Junho	22,135	18,21	14,4	34,5	11,425	0	33,7
	Julho	23,435	19,335	10,665	27,5	11,62	0	7,8
	Agosto	28,45	21,95	14,165	31	10,975	0	1,6
	Setembro	26,95	21	16,215	28	8,82	0	4,6
	Outubro	22,015	17,215	13,05	45,5	12,14	0	59,8
	Novembro	16,15	13,16	9,88	39,5	12,47	0	159,8
	Dezembro	15,415	11,98	8,885	49,5	11,06	0	43,1
2019	Janeiro	14,03	9,75	5,665	35,5	11,09	0	42,4
	Fevereiro	16,48	11,625	7,625	43	10,84	0	38,9
	Março	18,63	13,69	8,965	43	12,7	0	32,6
	Abril	17,355	13,605	10,285	34,5	13,41	0	86,2
	Maio	23,175	18,21	13,435	36,5	14,31	0	12,1
	Junho	21,6	17,52	13,885	41	12,39	0	14,9
	Julho	24,67	20,06	15,81	31	12,09	0	5,3
	Agosto	25,58	20,415	16,435	33	11,7	0	13,7
	Setembro	25,71	20,54	16,165	35,5	11,215	0	17,5
	Outubro	20,84	16,86	13,065	36	11,67	0	67,2
	Novembro	16,1	13,66	11,15	43	14,195	0	133,8
	Dezembro	15,275	12,245	9,37	49,5	14,005	0	169,7

Tabela A.4: Dados Meteorológicos Mensais- Cidade de Vigo.

Cidade	VIGO	Temperatura (°C)			Vento (km/h)		
		Max	Med	Min	Max	Med	Min
2018	Janeiro	12,29	9,07	6,16	37	8,66	0
	Fevereiro	12,18	7,8	4,14	33	10,68	0
	Março	11,67	8,72	5,74	57	15,13	0
	Abril	16,63	12,15	8,67	46	12,5	0
	Maio	19,9	15,09	10,35	30	10,23	0
	Junho	21,83	17,62	14	35	10,28	0
	Julho	23,71	19,55	16,16	31	9,4	0
	Agosto	29,61	22,62	16,55	30	9,76	0
	Setembro	27,43	20,88	15,7	26	8,07	0
	Outubro	20,71	15,32	11,1	41	11,34	0
	Novembro	14,13	11,24	8,87	46	11,8	0
	Dezembro	13,81	10,58	8,35	44	11,51	0
2019	Janeiro	12,13	7,76	4,29	37	10,06	0
	Fevereiro	15,64	10,42	6,32	37	10,12	0
	Março	17,06	11,99	7,52	44	11,34	0
	Abril	16,1	11,6	7,8	35	11,99	0
	Maio	21,52	16,08	11,16	39	12,91	0
	Junho	19,08	15,55	11,53	44	10,46	0
	Julho	25,23	20,05	15,65	31	10,03	0
	Agosto	24,32	19,55	15,45	41	10,14	0
	Setembro	24,97	19,04	14,73	35	10,89	0
	Outubro	18,29	14,82	11,55	33	10,13	0
	Novembro	13,6	10,95	8,33	44	12,71	0
	Dezembro	13,42	9,9	6,94	61	12,56	0

Tabela A.5: Dados Meteorológicos Mensais- Cidade de Zaragoza.

Cidade	ZARAGOZA	Temperatura (°C)			Vento (km/h)		
		Max	Med	Min	Max	Med	Min
2018	Janeiro	13,32	8,34	4,23	59	17,29	0
	Fevereiro	11,14	6,6	2,75	61	23,44	0
	Março	15,32	10,41	6,13	65	19,91	0
	Abril	19,83	14,28	9,03	44	14,34	0
	Maio	23,52	17,33	12,19	57	18,89	0
	Junho	28,07	22,11	16,43	61	17,08	0
	Julho	33,32	26,24	19,97	113	16,39	0
	Agosto	32,52	25,51	19,61	80	18,25	0
	Setembro	29,23	22,75	17,23	52	13,69	0
	Outubro	21,42	15,95	11,48	61	17,11	0
	Novembro	15,37	11,1	7,8	50	11,57	0
	Dezembro	12,84	8,19	4,35	46	11,95	0
2019	Janeiro	11,13	6,63	3,03	67	24,97	0
	Fevereiro	16,25	9,13	3,43	67	14,85	0
	Março	18,9	12,26	6,32	54	19,23	0
	Abril	19,1	13,47	8,97	52	17,94	0
	Maio	23,35	16,99	11,1	57	24,41	0
	Junho	31,47	23,66	16,3	50	18,19	0
	Julho	33,9	26,41	19,77	46	18,51	0
	Agosto	32,97	25,66	19,42	46	15,67	0
	Setembro	27,57	21,31	16,07	56	17,93	0
	Outubro	22,9	17,32	12,9	54	14,8	0
	Novembro	14,97	10,92	7,3	80	18,4	0
	Dezembro	12,65	8,66	5,52	72	14,68	0

Tabela A.6: Dados Meteorológicos Mensais- Cidade de Madrid.

Cidade	MADRID	Temperatura (°C)			Vento (km/h)		
		Max	Med	Min	Max	Med	Min
2018	Janeiro	11,68	5,95	1,23	43	8,99	0
	Fevereiro	10,86	5,43	0,14	52	11,7	0
	Março	12,87	8,85	5,26	69	18,3	0
	Abril	18,53	12,99	7,37	44	12,36	0
	Maio	22,74	16,59	10,48	41	8,73	0
	Junho	28,7	22,21	15,27	39	9,38	0
	Julho	33	26,25	17,61	31	10,35	0
	Agosto	35,23	27,81	19,58	35	8,94	0
	Setembro	31,13	23,88	16,8	31	7,18	0
	Outubro	20,94	15,17	9,77	35	8,75	0
	Novembro	14,3	9,97	6,23	46	9,2	0
	Dezembro	12,03	5,89	1,29	41	5,41	0
2019	Janeiro	12,29	4,69	-1,35	44	9,38	0
	Fevereiro	15,89	7,28	-0,11	44	7,79	0
	Março	18,77	11,38	3,39	44	9,22	0
	Abril	18,03	12,27	6,6	48	12,12	0
	Maio	26,1	18,58	10,48	50	11,35	0
	Junho	30,73	23,95	15,33	44	12,7	0
	Julho	35,16	28,18	20,16	46	10,71	0
	Agosto	33,45	26,24	18,32	52	10,03	0
	Setembro	27,73	20,95	14,63	54	9,36	0
	Outubro	22,13	15,84	9,94	54	7,91	0
	Novembro	13,53	10,18	6,83	57	16,64	0
	Dezembro	12,55	7,79	3,87	56	10,87	0

Tabela A.7: Dados Meteorológicos Mensais- Cidade de Málaga.

Cidade	MÁLAGA	Temperatura (°C)			Vento (km/h)		
		Max	Med	Min	Max	Med	Min
2018	Janeiro	16,68	12,58	8,45	59	16,6	0
	Fevereiro	16,89	12,03	6,89	41	14,99	0
	Março	18,29	14,1	10,03	50	12,99	0
	Abril	20,4	15,78	10,83	35	11,86	0
	Maio	23,87	19,04	14	33	12,58	0
	Junho	28	23,21	18,5	31	13,49	0
	Julho	31,84	26,39	21,35	37	14,21	0
	Agosto	30,1	26,27	22,48	28	10,62	0
	Setembro	28,4	24,62	21,07	28	10,36	0
	Outubro	23,1	19,25	15,52	37	11,46	0
	Novembro	18,83	15,04	11,47	43	12,05	0
	Dezembro	18,39	13,04	8,61	43	12,95	0
2019	Janeiro	17,65	12,38	7,55	41	15,88	0
	Fevereiro	17,46	12,82	7,93	50	14,42	0
	Março	20,35	15,5	10,55	41	15,02	0
	Abril	21,27	16,55	11,77	33	12,46	0
	Maio	25,19	20,81	16,13	48	14,26	0
	Junho	28,17	23,28	18,53	35	13,52	0
	Julho	31,48	26,56	22,03	35	12,72	0
	Agosto	30,77	26,47	22,16	35	12,47	0
	Setembro	27,5	23,75	19,97	50	10,95	0
	Outubro	25,29	20,4	15,42	37	12,76	0
	Novembro	20,17	16,16	12,57	39	16,05	0
	Dezembro	18,84	14,57	10,77	50	14,47	0

Tabela A.8: Dados Meteorológicos Mensais- Cidade de Alicante.

Cidade	ALICANTE	Temperatura (°C)			Vento (km/h)		
		Max	Med	Min	Max	Med	Min
2018	Janeiro	17,58	12,63	7,26	54	14,77	0
	Fevereiro	15,43	10,87	6,57	39	11,84	0
	Março	19,42	13,98	8,81	63	14,83	0
	Abril	21,2	16,67	11,67	46	14,52	0
	Maio	23,52	19,12	14,48	44	10,96	0
	Junho	27,3	23,2	18,7	31	10,8	0
	Julho	30,45	26,37	22,26	37	10,72	0
	Agosto	31,1	27,26	23,32	33	10,2	0
	Setembro	28,7	24,94	21,23	44	10,83	0
	Outubro	23,71	19,29	14,81	44	10,98	0
	Novembro	19,4	14,73	10,4	48	11,83	0
	Dezembro	18,77	13,13	8,45	56	11,46	0
2019	Janeiro	17	11,39	6,1	48	13,26	0
	Fevereiro	17,71	11,95	6,61	54	12,28	0
	Março	19,52	14,09	8,23	43	11,53	0
	Abril	20,17	15,75	11,43	56	13,04	0
	Maio	23,32	19	14,35	41	10,81	0
	Junho	27,3	22,84	17,7	44	11,7	0
	Julho	30,9	26,88	22,32	41	12,31	0
	Agosto	30,61	26,4	22,19	35	10,25	0
	Setembro	27,47	23,66	19,83	48	10,89	0
	Outubro	24,81	19,97	15,42	41	9,99	0
	Novembro	19,83	15,24	10,9	52	16,28	0
	Dezembro	18,19	13,7	9,55	52	12,97	0

Tabela A.9: Dados Meteorológicos Mensais- Cidade de Barcelona.

Cidade	BARCELONA	Temperatura (°C)			Vento (km/h)		
		Max	Med	Min	Max	Med	Min
2018	Janeiro	15,65	11,51	7,68	54	16,64	0
	Fevereiro	11,57	7,93	4,39	41	14,61	0
	Março	15,84	11,71	7,94	57	16,12	0
	Abril	18,67	15,31	11,83	63	14,36	0
	Maio	21,06	17,73	14,65	43	14,05	0
	Junho	25,71	22,2	19,13	39	12,64	0
	Julho	28,55	25,69	22,29	35	12,71	0
	Agosto	29,58	26,29	23,03	39	13,38	0
	Setembro	26,3	23,38	20,33	41	13,26	0
	Outubro	21,81	18,13	14,81	44	14,64	0
	Novembro	17,17	13,43	10,1	37	14,56	0
	Dezembro	15,19	10,81	7,65	35	15,76	0
2019	Janeiro	13,26	8,21	4,45	46	17,23	0
	Fevereiro	14,79	10,31	6,29	43	13,71	0
	Março	16,87	12,82	8,77	39	14,32	0
	Abril	17,5	14,3	11,03	52	17,12	0
	Maio	19,61	16,29	12,87	39	13,69	0
	Junho	24,9	21,34	17,77	50	15,06	0
	Julho	28,61	25,62	22,19	43	12,54	0
	Agosto	28,52	25,66	22,39	74	12,95	0
	Setembro	25,87	22,57	19,2	44	14,21	0
	Outubro	22,68	19,22	16	54	13,4	0
	Novembro	16,93	12,71	8,97	48	15,62	0
	Dezembro	15,77	12,17	9,03	61	17,12	0

Tabela A.10: Média dos Dados Meteorológicos Mensais para Espanha.

PAIS	ESPANHA	Temperatura (°C)			Vento (km/h)		
		Max	Med	Min	Max	Med	Min
2018	Janeiro	14,53333	10,01333	5,835	51	13,825	0
	Fevereiro	13,01167	8,443333	4,146667	44,5	14,54333	0
	Março	15,56833	11,295	7,318333	60,16667	16,21333	0
	Abril	19,21	14,53	9,9	46,33333	13,32333	0
	Maio	22,435	17,48333	12,69167	41,33333	12,57333	0
	Junho	26,60167	21,75833	17,005	39,33333	12,27833	0
	Julho	30,145	25,08167	19,94	47,33333	12,29667	0
	Agosto	31,35667	25,96	20,76167	40,83333	11,85833	0
	Setembro	28,53167	23,40833	18,72667	37	10,565	0
	Outubro	21,94833	17,185	12,915	43,66667	12,38	0
	Novembro	16,53333	12,585	9,145	45	11,835	0
	Dezembro	15,17167	10,27333	6,45	44,16667	11,50667	0
2019	Janeiro	13,91	8,51	4,011667	47,16667	15,13	0
	Fevereiro	16,29	10,31833	5,078333	49,16667	12,195	0
	Março	18,57833	13,00667	7,463333	44,16667	13,44333	0
	Abril	18,695	13,99	9,6	46	14,11167	0
	Maio	23,18167	17,95833	12,68167	45,66667	14,57167	0
	Junho	26,94167	21,77	16,19333	44,5	13,605	0
	Julho	30,88	25,61667	20,35333	40,33333	12,80333	0
	Agosto	30,10667	24,99667	19,98833	47,16667	11,91833	0
	Setembro	26,85167	21,88	17,405	47,83333	12,37167	0
	Outubro	22,68333	17,92833	13,53833	45,5	11,49833	0
	Novembro	16,505	12,69333	9,15	53,33333	15,95	0
	Dezembro	15,23667	11,13167	7,613333	58,66667	13,77833	0

A.2 Dados das Alterações dos Valores de Produção

Figura A.1 [11]:

(GW)	**2020**	**2025**	**2030**
Hídrica	7,0	8,2	8,2 - 8,7
da qual em bombagem	*2,7*	*3,6*	*3,6 – 4,1*
Eólica	5,4	6,8	9,3
Eólica onshore	5,4	6,7	9,0
Eólica offshore	0,03	0,1	0,3
Solar Fotovoltaico	2,0	6,6	9,0
do qual centralizado	1,5	5,8	7,0
do qual descentralizado	0,5	0,8	2,0
Solar Térmico Concentrado	0	0,1	0,3
Biomassa	0,4	0,4	0,5
Outros renováveis	0,03	0,06	0,1
Geotermia	0,03	0,03	0,06
Ondas	0,001	0,03	0,07
Carvão	1,8	0	0
Gás Natural	3,8	3,8	2,8 – 3,8
Fuel/Gasóleo	0,4	0,3	0,3
TOTAL	**20,8**	**26,3**	**30,5 – 32,0**

Figura A.1: Evolução da capacidade instalada para a produção de eletricidade por tecnologia em Portugal (Horizonte 2030).

Figura A.2 [17]:

Parque de generación del Escenario Tendencial (MW)				
Años	2015	2020	2025	2030
Eólica (terrestre y marina)	22.925	28.033	33.033	38.033
Solar fotovoltaica	4.854	8.921	13.921	18.921
Solar termoeléctrica	2.300	2.303	2.303	2.303
Hidráulica	14.104	14.109	14.109	14.109
Bombeo Mixto	2.687	2.687	2.687	2.687
Bombeo Puro	3.337	3.337	3.337	3.337
Biogás	223	211	211	211
Biomasa	677	613	613	613
Carbón	11.311	7.897	2.165	2.165
Ciclo combinado	26.612	26.612	26.612	26.612
Cogeneración	6.143	5.239	4.373	2.470
Fuel y Fuel/Gas (Territorios No Peninsulares)	3.708	3.708	3.708	3.708
Residuos y otros	893	610	470	341
Nuclear	7.399	7.399	7.399	7.399
Total	107.173	111.679	114.940	122.909

Fuente: Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, 2019

Figura A.2: Evolução da capacidade instalada para a produção de eletricidade por tecnologia em Espanha (Horizonte 2030) - Cenário Tendencial.

Referências

[1] João Paulo Tomé Saraiva, José Luís Pinto Pereira da Silva, e Maria Teresa Costa Pereira da Silva Ponce de Leão. *Mercados de electricidade : regulação e tarifação de uso das redes*. FEUP Edições, 2002.

[2] Narges Bamati e Ali Raoofi. Development level and the impact of technological factor on renewable energy production. *Renewable Energy*, 2019.

[3] Tiago Lopes Afonso, António Cardoso Marques, e José Alberto Fuinhas. Accommodating renewable energy sources in a small electricity market: An analysis considering the interactions of sources within portugal and spain. *Heliyon*, 2019.

[4] Soumyo V. Chakraborty e Sandeep K. Shukla. Predictive modeling of eletricity trading prices and the impact of increasing solar energy penetration. *IEEE*, 2019.

[5] Portal Energias Renováveis. Descrição das fontes de energias renováveis. URL: https://www.portal-energia.com/descricao-fontes-energias-renovaveis/.

[6] Manuel Burgos-Payán, Juan Manuel Roldán-Fernández, Ángel Luis Trigo-García, Juan Manuel Bermúdez-Ríos, e Jesús Manuel Riquelme-Santos. Costs and benefits of the renewable production of electricity in spain. *Energy Policy*, páginas 259–270, 2013.

[7] Reinhard Haas, Christian Panzer, Gustav Resch, Mario Ragwitz, Gemma Reece, e Anne Held. A historical review of promotion strategies for electricity from renewable energy sources in eu countries. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, páginas 1003–1034, 2011.

[8] União Europeia. Ficha técnica sobre a união europeia- energias renováveis, 2019.

[9] Vincenzo Bianco, Oana M. Driha, e Martin Sevilla-Jimenez. Effects of renewables deployment in the spanish electricity generation sector. *Utilities Policy*, páginas 72–81, 2019.

[10] João Estevão e Clara Raposo. The impact of the 2030 climate and energy framework agreement on electricity prices in mibel: A mixed-methods approach. *Journal of Business Research*, páginas 411–417, 2018.

[11] Governo Portugal. Plano nacional energia e clima 2030, Janeiro 2019.

[12] Comissão Europeia. Um quadro político para o clima e a energia no período de 2020 a 2030, 2014. URL: https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PT/TXT/?uri=CELEX%3A52014DC0015.

[13] Jacobsson S., Bergek A., Finon D., Lauber V., Mitchell C., Toke D., e Vergruggen A. Eu renewable energy support policy: faith or facts? *Energy Policy 37*, página 2143–2146, 2009.

[14] Direção-Geral de Energia e Geologia e Eurostat Estatísticas das Energias Renováveis. Energias renováveis, Maio 2019. URL: https://rea.apambiente.pt/content/energias-renov%C3%A1veis.

[15] IEA. Portugal- perfil do país. URL: https://www.iea.org/countries/portugal.

[16] Conselho Europeu e Conselho da União Europeia. Acordo de paris sobre as alterações climáticas, 2019. URL: https://www.consilium.europa.eu/pt/policies/climate-change/paris-agreement/.

[17] Governo Espanhol. Plan nacional integrado de energía y clima 2021-2030, enero 2020.

[18] United Nations Commission on Science e Technology for Development. The role of science, technology and innovation to increase substantially the share of renewable energy by 2030. Relatório técnico, Novembro 2017. URL: https://unctad.org/meetings/en/SessionalDocuments/ecn162018d2_en.pdf.

[19] Emmanuel Apergis e Nicholas Apergis. The role of rare earth prices in renewable energy consumption: The actual driver for a renewable energy world. *Energy Economics*, 2016.

[20] Ibrahim Dincer. Renewable energy and sustainable development: a crucial review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2000.

[21] Paulo Pereira da Silva e Paulo Horta. The effect of variable renewable energy sources on electricity price volatility: the case of the iberian market. *International Journal of Sustainable Energy*, 2019.

[22] IRENA. Renewables. URL: http://resourceirena.irena.org/gateway/dashboard/?topic=4&subTopic=18.

[23] IRENA. Renewable energy and jobs – annual review 2019. URL: https://irena.org/publications/2019/Jun/Renewable-Energy-and-Jobs-Annual-Review-2019.

[24] APREN Deloitte. Impacto da energia renovável, 2019.

[25] REN. Dados técnicos, 2019. URL: http://www.centrodeinformacao.ren.pt/PT/InformacaoTecnica/DadosTecnicos/Dados%20T%C3%A9cnicos%202019.pdf.

[26] Paul Behrens, João F.D. Rodrigues, Tiago Brás, e Carlos Silva. Environmental, economic, and social impacts of feed-in tariffs: A portuguese perspective 2000–2010. *Applied Energy, 173*, páginas 309–319, 2016.

[27] República Portuguesa. Programa nacional de investimentos 2030, 2018.

[28] J. M. Glachant. *Competition in European Electricity Markets*. Edward Elgar Publishing, 2003.

[29] Patrícia Pereira da Silva. *O sector da energia eléctrica na União Europeia: evolução e perspectivas*. Imprensa da Universidade de Coimbra, 2007.

[30] Rafal Weron. Electricity price forecasting: A review of the state-of-the-art with a look into the future. *International Journal of Forecasting*, páginas 1030–1081, 2014.

[31] Mohammad Shahidehpour, Hatim Yamin., e Zuyi Li. Market operations in electric power systems: Forecasting, scheduling, and risk management. *John Wiley Sons, Inc.*

[32] João Pedro Pereira, Vasco Pesquita, Paulo M. M. Rodrigues, e António Rua. Market integration and the persistence of electricity prices. *Empirical Economics*, página 1495–1514, 2019.

[33] Bruno Bosco, Lucia Parisio, Matteo Pelagatti, e Fabio Baldi. Long-run relations in european electricity prices. *Journal of Applied Econometrics*, páginas 805–832, 2010.

[34] Gregor Erbach. Understanding electricity markets in the eu, 2016. URL: https://www.europarl.europa.eu/RegData/etudes/BRIE/2016/593519/EPRS_BRI(2016)593519_EN.pdf.

[35] Daniel S. Kirschen e Goran Strbac. *Fundamentals of Power System Economics*. John Wiley Sons, Ltd, 2004.

[36] Ministério Federal das Relações Externas Alemão. Deutschlands energiewende - a transição energética alemã. URL: http://www.energiewende-global.com/pt/.

[37] Filipe José Oliveira da Rocha. Estudo do impacto das energias renováveis no omie, 2019.

[38] CMVM, CNMV, ERSE, e CNE. Mercado ibérico da energia elétrica - mibel. URL: https://www.mibel.com/.

[39] Aitor Ciarreta, Shahriyar Nasirov, e Carlos Silva. The development of market power in the spanish power generation sector: Perspectives after market liberalization. *Energy Policy*, páginas 700–710, 2016.

[40] ERSE e CNE. Modelo de organização do mercado ibérico de eletricidade, Março.

[41] OMIP. Funções omip. URL: https://www.omip.pt/pt/funcoes-omip.

[42] Grupo OMI. Informação omi. URL: https://www.grupoomi.eu/pt/informacao-omi.

[43] Ministério da Economia e da Inovação. Diário da república, 1.ª série — n.º 138 — 19, portaria n.º 782/2007. URL: https://dre.pt/application/conteudo/636044.

[44] OMIP. Relatório de gestão e contas 2018. URL: https://www.omip.pt/system/files/2020-01/omip_relatorio_gestao_e_contas_2018_com_parecer_0.pdf.

[45] CMVM, ERSE, CNMV, e CNE. Descrição do funcionamento do mibel, Novembro 2009.

[46] Luís Braga da Cruz. A liberalização do sector da energia, o mibel (mercado ibérico de electricidade) e o omip (operador do mercado ibérico de energia- pólo português).

[47] OMIE. Sobre nós. URL: https://www.omie.es/pt/sobre-nosotros.

[48] Tiago de Castro Baptista. A «liberalização do mercado energético em portugal» - verdadeira concorrência?, 2014.

[49] OMIE. Mercado spot- mercado de eletricidade. URL: www.omie.es/pt/mercado-de-electricidad.

[50] ERSE. Portal erse. URL: www.erse.pt/eletricidade/supervisao-do-mercado/mercado/.

[51] Grupo OMI. Mercado a prazo omip. URL: www.grupoomi.eu/pt/mercado-prazo-omip.

[52] Cláudio Monteiro. Apontamentos "aula 6-mercados de eletricidade iii"da cadeira economia dos mercados do 5º ano do mieec.

[53] Claudio Monteiro, Ignacio J. Ramirez-Rosado, e L. Alfredo Fernandez-Jimenez. A strategy for electricity buyers in futures markets. 2020.

[54] REN. Estatística diária- sen. URL: http://www.centrodeinformacao.ren.pt/PT/InformacaoExploracao/Paginas/EstatisticaDiariaDiagrama.aspx.

[55] REE-Red Eléctrica de España. Tablas de datos- demanda e generación. URL: https://demanda.ree.es/visiona/peninsula/demanda/tablas.

[56] OMIE. Resultados del mercado- precio horario del mercado diario. URL: https://www.omie.es/es/market-results/daily/daily-market/daily-hourly-price?scope=daily&date=2018-01-01.

[57] Weather Underground. Historical weather. URL: https://www.wunderground.com/history.

[58] Sistema Nacional de Informação de Recursos Hídricos. Boletim de precipitação. URL: https://snirh.apambiente.pt/snirh/_dadossintese/precipitacao/mapas_resumo/entrada.php?periodo=2000%2F2019&mes=12&ano=2019&tp_mapa=mensal.

[59] European Commission. Photovoltaic geographical information system. URL: https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/en/tools.html#PVP.

[60] Petr Socha, Vojtech Mikovský, Hana Kubátová, e Martin Novotný. Optimization of pearson correlation coefficient calculation for dpa and comparison of different approaches. 2017.

[61] Enrico Reggiani, Eleonora D'Arnese, Andrea Purgato, e Marco D. Santambrogio. Pearson correlation coefficient acceleration for modeling and mapping of neural interconnections. 2017.

[62] Jalal Alsarraf, Hossein Moayedi, Ahmad Safuan A. Rashid, Mohammed Abdullahi Muazu, e Amin Shahsavar. Application of pso–ann modelling for predicting the exergetic performance of a building integrated photovoltaic/thermal system. 2019.

[63] Afshin Asadi, Hossein Moayed, Bujang B. K. Huat, Farsad Zamani Boroujeni, Alireza Parsaie, e Sahar Sojoudi. Prediction of zeta potential for tropical peat in the presence of different cations using artificial neural networks. *International Journal of ELECTROCHEMICAL SCIENCE*, páginas 1146 – 1158, 2011.

[64] Wei Gao, Hualong Wu, Muhammad Kamran Siddiqui, e Abdul Qudair Baig. Study of biological networks using graph theory. *Saudi Journal of Biological Sciences*, páginas 1212–1219, 2017.

[65] Afshin Asadi, Hossein Moayedi, Bujang B. K. Huat, Alireza Parsaie, e Mohd Raihan Taha. Artificial neural networks approach for electrochemical resistivity of highly organic soil. *International Journal of ELECTROCHEMICAL SCIENCE*, páginas 1135 – 1145, 2011.

[66] Wei Gao, Weifan Wang, Darko Dimitrov, e Yiqiao Wang. Nano properties analysis via fourth multiplicative abc indicator calculating. *Arabian Journal of Chemistry*, páginas 793–801, 2017.

[67] Hossein Moayedi e Sajad Hayati. Artificial intelligence design charts for predicting friction capacity of driven pile in clay. *Neural Computing and Applications*, página 7429–7445, 2018.

[68] Hossein Moayedi e Sajad Hayati. Applicability of a cpt-based neural network solution in predicting load-settlement responses of bored pile. *International Journal of Geomechanics*, 2018.

[69] Oludare Isaac Abiodun, Aman Jantan, Abiodun Esther Omolara, Kemi Victoria Dada, Abubakar Malah Umar, Okafor Uchenwa Linus, Humaira Arshad, Abdullahi Aminu Kazaure, Usman Gana, e Muhammad Ubale Kiru. Comprehensive review of artificial neural network applications to pattern recognition. *IEEE Access*, 2019.

[70] Gerardo J. Osório, Jorge N. D. L. Gonçalves, Juan M. Lujano-Rojas, e João P. S. Catalão. Enhanced forecasting approach for electricity market prices and wind power data series in the short-term. 2016.

[71] Muhammad Firdaus, Dionysia Kowanda, Swelandiah Endah Pratiwi, e Anacostia Kowanda. Literature review on artificial neural networks techniques application for stock market prediction and as decision support tools. 2018.

[72] Abdulwahab A. Alnaqi, Hossein Moayedi, Amin Shahsavar, e Truong Khang Nguyen. Prediction of energetic performance of a building integrated photovoltaic/thermal system thorough artificial neural network and hybrid particle swarm optimization models. *Energy Conversion and Management*, páginas 137–148, 2019.