

Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto



**Estimativa a longo prazo do preço do mercado diário
do MIBEL considerando possíveis cenários de
evolução da capacidade hídrica instalada**

José Francisco Faustino Mora

VERSÃO FINAL

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

**Orientador: Prof. Dr. João Tomé Saraiva
Co-orientador: Eng. José Carlos Sousa**

Julho de 2020

© José Francisco Faustino Mora, 2020

Resumo

Ao longo do tempo, a preocupação e consciencialização das pessoas para com a proteção do meio ambiente tem vindo a aumentar. O aumento da temperatura média do planeta Terra, como consequência do aumento das emissões de gases de efeito de estufa fez com que a população prestasse uma maior atenção para este problema. Passou a ser mais comum o uso das fontes de energia renovável ao invés do uso dos combustíveis fósseis, a fim de procurar ultrapassar este problema. Assim sendo, com as medidas impostas pela UE através dos Planos Nacionais de Energia e Clima para cada país com o objetivo de atingir a neutralidade carbónica em 2050, criaram-se as condições para aumentar ainda mais a utilização das fontes de energia renovável.

A utilização de energias renováveis tem impacto no preço do Mercado Ibérico de Eletricidade, MIBEL. Nesta dissertação foram abordados 3 cenários, de acordo com a informação apresentada no PNEC português e no PNIEC espanhol. Inicialmente, estudou-se o Cenário Base (CBase), em seguida analisou-se o cenário com aumento de 30% da capacidade hídrica instalada (CMaisHid) e, por fim, o cenário com aumento de 30% do número de VEs (CMaisVEs).

Nestes 3 cenários, foram analisados 4 dias, correspondentes a cada estação do ano, sendo que os dias se subdividiam em 3 períodos: hora 3.00 (vazio), hora 15.00 (cheias) e hora 21:00 (ponta) no fuso horário espanhol. Para cada hora analisada foi estimado o valor do preço de mercado para 2030. Este preço foi organizado com os restantes preços obtidos (para as outras horas e dias do cenário analisado) e submetido a uma média ponderada com os preços verificados aos fins-de-semana. Por fim, após se repetir para cada cenário o mesmo procedimento, os valores dos preços médios anuais, referentes a cada um dos cenários estudados.

Concluiu-se que o aumento de 30% da capacidade hídrica instalada diminui de forma ligeira o preço de mercado do MIBEL. Por outro lado, o aumento de 30% dos VEs em circulação em 2030 aumenta, de forma bastante significativa, o mesmo preço de mercado do MIBEL em aproximadamente 22,5%. Ambas as conclusões tiveram como fundamento a comparação com o valor estimado para o cenário CBase.

Abstract

People's concern with environmental protection has been increasing with time. Earth's average temperature increase - a consequence of the increase of CO₂ emissions - raised the population's awareness towards this issue. Renewable energy sources gained popularity over fossil fuels as a way of delaying with this problem. The use of these renewable sources was also boosted by the measures implemented by the EU, through the National Energy and Climate Plans (NECP) for each country, in order to achieve carbon neutrality by 2050.

The use of renewable energy has significant impact in the Iberian Electricity Market's (MIBEL) price. This dissertation covers 3 different scenarios in accordance with the information presented on the Portuguese PNEC and the Spanish PNIEC. Initially, the Base Scenario - CBase - was studied. This was followed by an analysis on two other scenarios: one with a 30% increase in installed hydropower capacity - CMaisHid - and another with a 30% increase in electric vehicles (EVs) - CMaisEVs.

For each scenario, 4 days were analyzed (each day corresponds to one of the four seasons). Each day is subdivided into 3 problems considering the Spanish time zone: 3.00 (valley), 15.00 (full), 21.00 (peak hour). For each hour, it was estimated the market price for 2030. This price was, then, organized together with the prices obtained for the other hours and days of the scenario and submitted to a weighted average with the prices also considering the effect on weekends. Finally, after repeating this process for all 3 scenarios, the 3 respective average annual prices were obtained. It was concluded, based on the Base Scenario, that while a 30% increase in installed hydropower capacity led to a slight reduction of the IEM's price, a 30% increase in the circulation of electric vehicles drove this price up substantially, approximately 22,5%.

Palavras Chave

Capacidade Hídrica instalada, MIBEL, Preços, Veículos Elétricos

Keywords

Electric Vehicles, Installed Hydropower Capacity, MIBEL, Prices

Agradecimentos

Primeiramente, gostaria de endereçar os meus agradecimentos ao Professor Doutor João Tomé Saraiva, pela ajuda prestada durante a realização desta dissertação, bem como pela pronta disponibilidade que sempre demonstrou para discutir e melhorar as análises efetuadas. Gostaria, também, de agradecer ao Eng. José Carlos Sousa pela ajuda prestada na realização da dissertação.

Em segundo lugar, agradecer e gratificar a Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, por proporcionar os meios e condições para a realização da Dissertação.

Queria agradecer aos meus pais por me proporcionarem os meios e ensinamentos ao longo de todo o percurso até aqui.

Por fim, agradecer aos meus colegas e amigos da FEUP, que sempre me apoiaram e ajudaram ao longo do curso.

José Francisco Mora

“The empires of the future are the empires of the mind”

Winston Churchill

Índice

Resumo	iii
Abstract	v
Palavras Chave	vii
Keywords	vii
Agradecimentos	ix
Lista de figuras	xv
Lista de tabelas	xviii
Abreviaturas e Símbolos	xxi
Capítulo 1	1
Introdução	1
1.1 Contexto	1
1.2 Objetivo	1
1.3 Estrutura da Dissertação	2
Capítulo 2	3
MIBEL- Mercado Ibérico de Eletricidade	3
2.1 Aspetos Gerais	3
2.2 Datas relevantes	3
2.3 Objetivos	5
2.4 Estrutura do MIBEL	5
2.4.1 Mercado Grossista	6
2.4.2 Mercado Retalhista	6
2.5 Modelos do MIBEL	7
2.5.1 Modelo em Pool (diário e intradiário)	7
2.5.2 Curva de Oferta de Venda	9
2.5.3 Curva de Procura	10
2.5.4 Preço de Encontro do Mercado	10
2.5.5 Propostas Simples e Propostas Complexas	12
2.5.6 Contratos Bilaterais	13
2.5.7 Modelos Mistos	15
2.5.8 Serviços de Sistema	17
2.5.9 Organização temporal do MIBEL	17
2.5.10. Separação de mercados - Market Splitting	20
2.6 Interligações	21
2.7 Supervisão dos mercados	23
Capítulo 3	25
Análise de documentos estratégicos para a evolução dos sistemas elétricos Ibéricos	25
3.1 PNEC 2030, PNEIC 2021-2030 e RMSA 2020-2040	25
3.2 Contextos políticos, económico, ambiental e social do PNEC e PNIEC	25
3.3 Análise do PNEC 2030	27
3.4 Análise do PNIEC 2021 - 2030	32
3.5 Análise do RMSA 2020-2040	34

Capítulo 4.....	38
Descrição da Metodologia Implementada	38
4.1 Introdução	38
4.2 Metodologia Desenvolvida	39
4.2.1 Obtenção do preço médio anual considerando o impacto dos sábados e domingos.....	47
Capítulo 5.....	53
Resultados Obtidos	53
5.1 Introdução	53
5.2 Cenário Base.....	54
5.2.1 Dia 4 de janeiro	54
5.2.2 Dia 4 de abril.....	61
5.2.3 Dia 4 de julho	67
5.2.4 Dia 4 de outubro	73
5.3 Cenário com aumento de 30% da capacidade hídrica instalada - CmaisHid	79
5.3.1 Dia 4 de janeiro	79
5.3.2 Dia 4 de abril.....	86
5.3.3 Dia 4 de julho	86
5.3.4 Dia 4 de outubro	89
5.4 Cenário com mais 30% de Veículos Elétricos - CMaisVEs	89
5.4.1 Cálculo da carga	90
5.4.2 Dia 4 de janeiro	91
5.4.3 Dia 4 de abril.....	93
5.4.4 Dia 4 de julho	95
5.4.5 Dia 4 de outubro	97
5.5 Preço médio anual dos diversos cenários	99
Capítulo 6.....	102
Conclusões	102
Referências.....	105

Lista de figuras

Figura 2.1 - Estrutura organizada do MIBEL.....	5
Figura 2.2 - Modelo de exploração do setor elétrico em <i>Pool</i>	9
Figura 2.3 - Curvas agregadas das ofertas de venda e de procura e o ponto de interseção correspondente ao preço de encontro do mercado e à quantidade negociada.	10
Figura 2.4 - Representação gráfica da Função de Benefício Social.....	12
Figura 2.5 - Representação gráfica de um contrato às diferenças.	15
Figura 2.6 - Modelo misto de exploração do setor elétrico.....	16
Figura 2.7 - Horário das sessões do Mercado Intradiário do MIBEL.	18
Figura 2.8 - Mercado intradiário contínuo: dia, período e horário dos contratos de negociação.	19
Figura 2.9 - Curvas agregadas de compra e venda para a hora 1 do dia 1 de janeiro de 2019.	20
Figura 2.10 - Estrutura e funcionamento do market splitting.	21
Figura 2.11 - Interligações existentes entre os setores elétricos de Portugal e Espanha.	22
Figura 3.1 - Emissões Totais (Mt Co2e) com o horizonte temporal de 2050.....	27
Figura 3.2 - Perspetivas da evolução da capacidade instalada para a produção de eletricidade por tecnologia em Portugal nos horizontes de 2025 e 2030 e valores verificados em 2020.	31
Figura 3.3 - Capacidade instalada das diversas tecnologias de produção no Cenário Tendencial, para o horizonte 2030.	33
Figura 3.4 - Capacidade instalada das diversas tecnologias de produção no Cenário Objetivo, para o horizonte 2030.	34
Figura 3.5 - Cenários de evolução do consumo referido à produção líquida considerados no RMSA-E 2019.	37
Figura 4.1 - Dados do OMIE para o dia 4-01-2019 e para a hora 15.00.....	41
Figura 4.2 - Curva de produção do cenário base para a hora 15.00 do dia 4 de janeiro de 2030.....	47
Figura 5.1 - Curva de produção do CBase para a hora 3.00 (vazio) do dia 4 de janeiro de 2030.....	56
Figura 5.2 - Curva de produção do CBase para a hora 15.00 (cheias) do dia 4 de janeiro de 2030.....	58

Figura 5.3 - Curva de produção do CBase para a hora 21.00 (ponta) do dia 4 de janeiro de 2030.	60
Figura 5.4 - Curva de produção do CBase para a hora 3.00 (vazio) do dia 4 de abril de 2030.	62
Figura 5.5 - Curva de produção do Cbase para a hora 15.00 (cheias) do dia 4 de abril de 2030.	64
Figura 5.6 - Curva de produção do CBase para a hora 21.00 (ponta) do dia 4 de abril de 2030.	66
Figura 5.7 - Curva de produção do CBase para a hora 3.00 (vazio) do dia 4 de julho de 2030.	68
Figura 5.8 - Curva de produção do CBase para a hora 15.00 (cheias) do dia 4 de julho de 2030.	70
Figura 5.9 - Curva de produção do CBase para a hora 21.00 (ponta) do dia 4 de julho de 2030.	72
Figura 5.10 - Curva de produção do CBase para a hora 3.00 (vazio) do dia 4 de outubro de 2030.	74
Figura 5.11 - Curva de produção do CBase para a hora 15.00 (cheias) do dia 4 de outubro de 2030.	76
Figura 5.12 - Curva de produção do CBase para a hora 21.00 (ponta) do dia 4 de outubro de 2030.	78
Figura 5.13 - Curva de produção do CMaisHid para a hora 3.00 (vazio) do dia 4 de janeiro de 2030.	81
Figura 5.14 - Curva de produção do CMaisHid para a hora 15.00 (cheias) do dia 4 de janeiro de 2030.	83
Figura 5.15 - Curva de produção do CMaisHid para a hora 21.00 (ponta) do dia 4 de janeiro de 2030.	85
Figura 5.16 - Curva de produção do CMaisHid para a hora 15.00 (cheias) do dia 4 de julho de 2030.	88
Figura 5.17 - Curva de produção do CMaisVEs para a hora 3.00 (vazio) do dia 4 de janeiro de 2030.	91
Figura 5.18 - Curva de produção do CMaisVEs para a hora 15.00 (cheias) do dia 4 de janeiro de 2030.	92
Figura 5.19 - Curva de produção do CMaisVEs para a hora 3.00 (vazio) do dia 4 de abril de 2030.	93
Figura 5.20 - Curva de produção do CMaisVEs para a hora 15.00 (cheias) do dia 4 de abril de 2030.	94
Figura 5.21 - Curva de produção do CMaisVEs para a hora 3.00 (vazio) do dia 4 de julho de 2030.	95
Figura 5.22 - Curva de produção do CMaisVEs para a hora 15.00 (cheias) do dia 4 de julho de 2030.	96

Figura 5.23 - Curva de produção do CMaisVEs para a hora 3.00 (vazio) do dia 4 de outubro de 2030.	97
Figura 5.24 - Curva de produção do CMaisVEs para a hora 15.00 (cheias) do dia 4 de outubro de 2030.	98

Lista de tabelas

Tabela 4.1 - Carga na Península Ibérica nos diferentes cenários.	40
Tabela 4.2 - Carga na Península Ibérica final para os diferentes cenários e respetiva média.	40
Tabela 4.3 - Dados do site OMIE para os diversos dias e horas e a nova carga para 2030.	42
Tabela 4.4 - Capacidade instalada em Portugal e em Espanha em 2020 e em 2030 para o cenário base.....	43
Tabela 4.5 - Cenário Base para a hora 15.00: diferentes potências instaladas, percentagens de utilização, quantidades de energia e preços para as diferentes tecnologias nos anos de 2020 e 2030.....	45
Tabela 4.6 - Pontos a utilizar para construir a curva agregada das ofertas de venda.	46
Tabela 4.7 - Pontos para construção da reta vertical representativa da carga em 2030 na hora 15.00 do dia 4 de janeiro.	46
Tabela 4.8 - Preços médios de mercado do Mercado Diário para a semana 14 a 20 de janeiro.	48
Tabela 4.9 - Preços médios de mercado do Mercado Diário para a semana 15 a 21 de abril. .	49
Tabela 4.10 - Preços médios de mercado do Mercado Diário para a semana 15 a 21 de julho.	49
Tabela 4.11 - Preços médios de mercado do Mercado Diário para a semana 21 a 27 de outubro.	49
Tabela 4.12 - Contribuição dos sábados e domingos para o preço de mercado.....	50
Tabela 4.13 - Número de dias de semana, sábados e domingos num ano.	50
Tabela 4.14 - Preços médios para cada dia dos meses em análise e preço médio anual para o cenário base.	51
Tabela 5.1 - CBase, dia 4 de janeiro para a hora 3.00: diferentes potências instaladas, percentagens de utilização, quantidades de energia e preços para as diferentes tecnologias nos anos de 2020 e 2030.	55
Tabela 5.2 - CBase, dia 4 de janeiro para a hora 15.00: diferentes potências instaladas, percentagens de utilização, quantidades de energia e preços para as diferentes tecnologias nos anos de 2020 e 2030.	57
Tabela 5.3 - CBase dia 4 de janeiro para a hora 21.00: diferentes potências instaladas, percentagens de utilização, quantidades de energia e preços para as diferentes tecnologias nos anos de 2020 e 2030.	59

Tabela 5.4 - Preços obtidos para o dia 4 de janeiro de 2030 organizados pelas horas analisadas.	60
Tabela 5.5 - CBase, dia 4 de abril para a hora 3.00: diferentes potências instaladas, percentagens de utilização, quantidades de energia e preços para as diferentes tecnologias nos anos de 2020 e 2030.	61
Tabela 5.6 - CBase, dia 4 de abril para a hora 15.00: diferentes potências instaladas, percentagens de utilização, quantidades de energia e preços para as diferentes tecnologias nos anos de 2020 e 2030.	63
Tabela 5.7 - CBase, dia 4 de abril para a hora 21.00: diferentes potências instaladas, percentagens de utilização, quantidades de energia e preços para as diferentes tecnologias nos anos de 2020 e 2030.	65
Tabela 5.8 - Preços obtidos para o dia 4 de abril de 2030 organizados pelas horas analisadas.	66
Tabela 5.9 - CBase, dia 4 de julho para a hora 3.00: diferentes potências instaladas, percentagens de utilização, quantidades de energia e preços para as diferentes tecnologias nos anos de 2020 e 2030.	67
Tabela 5.10 - CBase, dia 4 de julho para a hora 15.00: diferentes potências instaladas, percentagens de utilização, quantidades de energia e preços para as diferentes tecnologias nos anos de 2020 e 2030.	69
Tabela 5.11 - CBase, dia 4 de julho para a hora 21.00: diferentes potências instaladas, percentagens de utilização, quantidades de energia e preços para as diferentes tecnologias nos anos de 2020 e 2030.	71
Tabela 5.12 - Preços obtidos para o dia 4 de julho de 2030 organizados pelas horas analisadas.	72
Tabela 5.13 - CBase, dia 4 de outubro para a hora 3.00: diferentes potências instaladas, percentagens de utilização, quantidades de energia e preços para as diferentes tecnologias nos anos de 2020 e 2030.	73
Tabela 5.14 - CBase, dia 4 de outubro para a hora 15.00: diferentes potências instaladas, percentagens de utilização, quantidades de energia e preços para as diferentes tecnologias nos anos de 2020 e 2030.	75
Tabela 5.15 - CBase, dia 4 de outubro para a hora 21.00: diferentes potências instaladas, percentagens de utilização, quantidades de energia e preços para as diferentes tecnologias nos anos de 2020 e 2030.	77
Tabela 5.16 - Preços obtidos para o dia 4 de outubro de 2030 organizados pelas horas analisadas.	78
Tabela 5.17 - Novos valores com 30% de aumento da capacidade hídrica instalada para 2030.	79
Tabela 5.18 - CMaisHid, dia 4 de janeiro para a hora 3.00: diferentes potências instaladas, percentagens de utilização, quantidades de energia e preços para as diferentes tecnologias nos anos de 2020 e 2030.	80
Tabela 5.19 - CMaisHid, dia 4 de janeiro para a hora 15.00: diferentes potências instaladas, percentagens de utilização, quantidades de energia e preços para as diferentes tecnologias nos anos de 2020 e 2030.	82

Tabela 5.20 - CMaisHid, dia 4 de janeiro para a hora 21.00: diferentes potências instaladas, percentagens de utilização, quantidades de energia e preços para as diferentes tecnologias nos anos de 2020 e 2030.	84
Tabela 5.21 - Preços obtidos para o CMaisHid no dia 4 de janeiro de 2030 organizados pelas horas analisadas.	86
Tabela 5.22 - Preços obtidos para o CMaisHid no dia 4 de abril de 2030 organizados pelas horas analisadas.	86
Tabela 5.23 - CMaisHid, dia 4 de julho para a hora 15.00: diferentes potências instaladas, percentagens de utilização, quantidades de energia e preços para as diferentes tecnologias nos anos de 2020 e 2030.	87
Tabela 5.24 - Preços obtidos para o CMaisHid no dia 4 de julho de 2030 organizados pelas horas analisadas.	88
Tabela 5.25 - Preços obtidos para o CMaisHid no dia 4 de outubro de 2030 organizados pelas horas analisadas.	89
Tabela 5.26 - Número de VEs em Portugal e Espanha bem como o total em 2030, total com aumento de 30% de VEs e o aumento registado.	90
Tabela 5.27 - Preços obtidos para o CMaisVEs no dia 4 de janeiro de 2030 organizados pelas horas analisadas.	92
Tabela 5.28 - Preços obtidos para o CMaisVEs no dia 4 de abril de 2030 organizados pelas horas analisadas.	94
Tabela 5.29 - Preços obtidos para o CMaisVEs no dia 4 de julho de 2030 organizados pelas horas analisadas.	96
Tabela 5.30 - Preços obtidos para o CMaisVEs no dia 4 de outubro de 2030 organizados pelas horas analisadas.	98
Tabela 5.31 - Preços obtidos para o CBase e respetivo preço médio anual com efeito dos sábados e domingos.	99
Tabela 5.32 - Preços obtidos para o CMaisHid e respetivo preço médio anual com efeito dos sábados e domingos.	100
Tabela 5.33 - Preços obtidos para o CMaisVEs e respetivo preço médio anual com efeito dos sábados e domingos.	100

Abreviaturas e Símbolos

Lista de abreviaturas

AP	Acordo de Paris	CE	Comissão Europeia
CEME	Comercializador de Eletricidade para a Mobilidade Elétrica		
CESUR	Contratos de Energia para a Comercialização de Último Recurso		
CMVM	Comissão do Mercado de Valores Mobiliários		
CNE	<i>Comisión Nacional de Energía</i>		
CNMV	<i>Comisión Nacional del Mercado de Valores</i>		
ERSE	Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos		
ES	Espanha		
DEEC	Departamento de Engenharia Electrotécnica e de Computadores		
DGEG	Direção Geral de Energia e Geologia		
FEUP	Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto		
IPCC	<i>Intergovernmental Panel on Climate Change</i>		
MIBEL	Mercado Ibérico de Eletricidade		
OE	Orçamento de Estado		
OMEL	<i>Operador del Mercado Ibérico de Energía</i>		
OMI	Operador do Mercado Ibérico		
OMIE	Operador do Mercado Ibérico, Polo Espanhol		
OMP	Operador do Mercado Ibérico, Polo Português		
PHF	Programa Horário Final		
PRE	Produção em Regime Especial		
PNEC	Plano Nacional Energia e Clima		
PNIEC	<i>Plan Nacional Integrado de Energía y Clima</i>		
REN	Redes Energéticas Nacionais		
REE	<i>Red Eléctrica de España</i>		
SEE	Sistema Elétrico de Energia		
UE	União Europeia		
VE	Veículo Elétrico		

Capítulo 1

Introdução

1.1 Contexto

A necessidade e a constante proteção do meio ambiente, originou um aumento das medidas para diminuir o consumo de combustíveis fósseis. Como tal, verificou-se um crescente consumo de energia obtida a partir de fontes renováveis.

A aprovação pelos países membros da UE dos Planos Nacionais de Energia e Clima, a fim de se atingir a neutralidade carbónica em 2050, mostrou uma grande ambição em adotar medidas para diminuir a enorme poluição verificada atualmente, derivada do uso intensivo dos combustíveis fósseis. Nestes planos, existem medidas e objetivos a cumprir na década de 2020 a 2030 para que a neutralidade carbónica em 2050 seja uma realidade em vez dum objetivo inalcançável.

Portugal em conjunto com Espanha, constitui o Mercado Ibérico de Eletricidade (MIBEL). Este mercado regula, organiza e explora as zonas abrangidas pelos dois países e, ainda, realiza a gestão das interligações entre ambos. Com o aumento da utilização das energias renováveis, o preço deste mercado sofre alterações. Assim sendo, torna-se importante estudar o impacto que a utilização deste tipo de energias terá no nosso dia-a-dia. Mais concretamente, para esta dissertação, foi estudado o impacto no preço de mercado do aumento da capacidade hídrica instalada em 2030 e, ainda, para complementar e realizar uma análise mais abrangente, o aumento do número de veículos elétricos em circulação no ano de 2030.

1.2 Objetivo

Esta dissertação tem como principal objetivo estimar os preços da energia elétrica no MIBEL, de acordo com o aumento da capacidade hídrica instalada a longo prazo. Neste caso, o horizonte temporal foi o ano de 2030. Para além do aumento da capacidade hídrica, foi também

analisado o impacto no preço de mercado do aumento do número de VEs em circulação para além daqueles que os PNEC's de Portugal e Espanha já consideram. Estes PNEC's constituíram a base de informação para a realização desta dissertação e todos os valores e pressupostos verificados foram retirados destes documentos.

Esta dissertação foi proposta pela EDP Gestão de Energia SA agradecendo-se desde já ao Eng. José Carlos Sousa a colaboração prestada e as discussões proveitosas que tiveram lugar ao longo da preparação deste trabalho.

1.3 Estrutura da Dissertação

Esta dissertação é constituída por seis capítulos, sendo o primeiro a introdução deste documento. Neste capítulo apresenta-se o contexto em que esta dissertação foi proposta e introduz-se, resumidamente, os objetivos do estudo efetuado.

Posteriormente, no Capítulo 2 é realizada uma descrição do MIBEL (Mercado Ibérico de Eletricidade), em que se efetua uma análise temporal dos períodos mais relevantes desde a sua criação, explica-se a sua estrutura e modelo de operação, definição dos mercados grossista e retalhista, definição do modelo em *Pool* (diário e intradiário) e do modelo misto, caracterização das curvas de oferta de venda e de procura, obtenção do Preço de Encontro de Mercado e da Função de Benefício Social, definição de propostas simples e propostas completas, contratos bilaterais, organização temporal do MIBEL, definição do conceito de *market splitting*, interligações entre os países constituintes do MIBEL e, por fim, supervisão dos mercados.

No Capítulo 3, abordam-se os PNEC's e o RMSA-E, que fundamentaram toda esta dissertação. Primeiramente, apresenta-se uma explicação breve sobre cada um destes documentos e, de seguida, refere-se o contexto político do PNEC 2030 e do PNIEC 2021-2030. Após esta contextualização política, são apresentados os dados relevantes que foram necessários para a realização desta dissertação, tanto para o PNEC 2030 como para o PNIEC 2021-2030. Por fim, apresenta-se o RMSA-E e as informações que foram utilizadas para a preparação da presente dissertação.

No Capítulo 4, apresenta-se e explica-se a metodologia desenvolvida para o estudo efetuado. Como tal, é efetuado um resumo do que foi realizado e, posteriormente, é exemplificado o processo de cálculo do preço para um dia e hora em estudo, desde a apresentação da tabela base até à construção dos gráficos que permitem determinar o preço para uma determinada hora. De seguida, explica-se de forma detalhada o cálculo do preço médio anual com a influência dos dias de fim-de-semana.

No capítulo 5 são definidos detalhadamente os cenários estudados e apresentados os resultados obtidos. Realiza-se, também, uma análise para algumas horas de cada dia analisado dum determinado cenário. Após esta análise e organização dos respetivos dados para os cenários em questão, apresenta-se o preço médio anual obtido (para cada cenário), já com a influência dos dias de fim-de-semana.

No Capítulo 6, o último, apresentam-se as conclusões da presente dissertação face aos preços médios anuais do MIBEL, obtidos no Capítulo 5 e de acordo com os cenários estudados.

Capítulo 2

MIBEL- Mercado Ibérico de Eletricidade

2.1 Aspetos Gerais

O Mercado Ibérico da Energia Elétrica - MIBEL, resulta de um processo de cooperação desenvolvido pelos Governos de Portugal e de Espanha, que tem como objetivo promover a integração dos sistemas elétricos dos dois países. Os resultados que daí advieram constituíram um contributo significativo não só para a concretização do mercado de energia elétrica a nível ibérico, mas também, à escala europeia, como um passo significativo para a construção do Mercado Interno de Energia.

Em 1996 foi aprovada a Diretiva Europeia 96/92/CE [1] pela Comissão Europeia, a fim de estabelecer regras para organização do setor elétrico, bem como regras para a exploração das redes elétricas de transporte e distribuição. Em 2003 foi apresentada nova Diretiva - 2003/54/CE [2], com intuito de melhorar a produção, transporte e distribuição, com a criação de entidades reguladoras e garantir o abastecimento do consumo.

Finalmente, a 1 de julho de 2007, o MIBEL arrancou em toda a sua dimensão, coroando o trabalho de harmonização de condições entre os dois sistemas elétricos ibéricos, na perspetiva de que do seu funcionamento adviriam benefícios para os consumidores de ambos os países, num quadro de garantia do acesso a todos os interessados em condições de igualdade, transparência e objetividade.

2.2 Datas relevantes

Desde a sua criação, o MIBEL foi implementado gradualmente na tentativa de se chegar a uma convergência entre Portugal e Espanha. De acordo com [6] “Para o desenvolvimento do MIBEL, destacam-se, cronologicamente, os seguintes acontecimentos:

- novembro de 2001: assinatura do Protocolo de colaboração entre Portugal e Espanha para criação do Mercado Ibérico de Eletricidade, MIBEL;
- março de 2002: criação do modelo de organização do MIBEL;

- outubro de 2002: criação do Operador de Mercado (OMI) integrando dois polos: um espanhol com o mercado à vista (*spot market*) - o OMEL - e um polo em Portugal, orientado para o novo mercado a prazo - OMIP;
- agosto de 2003: definição das regras para o funcionamento do mercado no âmbito do MIBEL;
- abril de 2004: a Assembleia da República aprova a criação do Mercado Ibérico de Eletricidade através do acordo assinado entre a República Portuguesa e o Reino de Espanha;
- outubro de 2004: assinatura, em Santiago de Compostela, do Acordo entre a República Portuguesa e o Reino de Espanha;
- novembro de 2005: XXIª Cimeira Luso-Espanhola de Évora onde foi definido o calendário do arranque do MIBEL, assinado o Acordo e criado o Conselho de Reguladores;
- novembro de 2006: XXIIª Cimeira Luso-Espanhola de Badajoz onde se apresentou o Plano de Compatibilização Regulatória;
- março de 2007: assinatura do Plano de Compatibilização Regulatória;
- julho de 2007: através do Decreto-Lei nº 264/2007, foram integrados os dois mercados liberalizados e foram estabelecidas novas regras quanto à compra de eletricidade pelo comercializador de último recurso e o cumprimento do princípio da garantia de potência;
- janeiro de 2008: XXIVª Cimeira Luso-Espanhola de Zamora onde foi constituído, definitivamente, o Operador do Mercado Ibérico (OMI) pela integração dos organismos operadores dos dois países;
- novembro de 2009: realização de um estudo com o objetivo de efetuar uma avaliação do desempenho e funcionamento do MIBEL, de maneira a fornecer dados e propor soluções aos Governos de Portugal e Espanha;
- junho de 2010: Conferência do Conselho de Reguladores intitulada “Os novos desafios do MIBEL” em que se fez o balanço dos três anos de funcionamento do mercado ibérico de eletricidade e discutir uma estratégia para o futuro do MIBEL;
- maio de 2011: assinatura, em Madrid, de um memorando de entendimento entre a CMVM, CNE, CNMV e ERSE para uma melhor cooperação, troca de informações e coordenação da supervisão do MIBEL;
- julho de 2012: realização de um estudo sobre a “Integração da PRE no MIBEL e na operação dos respetivos sistemas elétricos” por parte Conselho de Reguladores do MIBEL;
- fevereiro de 2014: acoplamento do MIBEL com os mercados do noroeste europeu;
- maio de 2014: integração do MIBEL com os restantes mercados regionais europeus de eletricidade;
- julho de 2016: realização de uma conferência em Madrid sobre o impacto do MIBEL sobre os consumidores e as PME’s.”

2.3 Objetivos

Citando [6], a assinatura do protocolo entre os governos de Portugal e Espanha para a criação do MIBEL, assentou nos seguintes objetivos:

- “melhorar e estruturar o mercado liberalizado; atingir uma maior uniformidade de preços na Península Ibérica, nomeadamente obter um preço de referência único para Portugal e Espanha;”
- “redução de custos para os consumidores de energia elétrica de ambos os países; promover a competitividade e a livre concorrência entre as empresas do setor;”
- “garantir a transparência, objetividade, imparcialidade, e o livre acesso ao mercado;”
- “obrigatoriedade de cumprimento dos regulamentos, por parte das empresas, a fim de aumentarem a eficiência económica, energética e ambiental;”
- “criar condições para melhor integração no mercado interno europeu de energia;”
- “melhorar a segurança de abastecimento de energia elétrica e a fiabilidade da rede;”
- “facilitar cumprimento de metas Europeias para a energia e clima.”

2.4 Estrutura do MIBEL

A conceção do MIBEL foi pensada a fim de incorporar os mercados de eletricidade de Portugal e Espanha. Como tal, este mercado teve início através da criação do Operador do Mercado Ibérico (OMI), o qual se dividia em [3], [5] e [6]:

- *Operador del Mercado Ibérico de Energía* (OMEL), localizado em Espanha e que contempla mercados diários e intradiários;
- Operador do Mercado Ibérico (OMIP), localizado em Portugal, que gere o mercado a prazo.

Na Figura 2.1 encontra-se representada a estrutura do MIBEL.

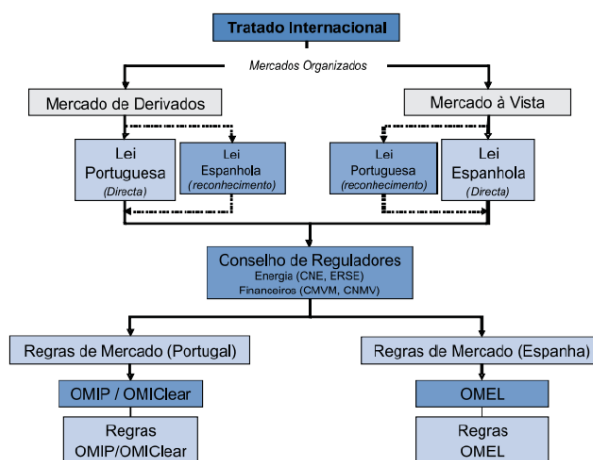


Figura 2.1 - Estrutura organizada do MIBEL.

Assim, relativamente à sua composição, MIBEL baseia-se nas ofertas diárias em que os produtores de energia ao preço marginal são remunerados ou, então, são realizados contratos bilaterais entre os produtores e os comercializadores de energia com duração máxima de dois anos. Uma forma mais facilmente compreensível face à organização deste tipo de mercado é a divisão em mercado grossista e retalhista [5], [6] e [9].

No mercado grossista, os agentes produtores asseguram a colocação de eletricidade e os agentes compradores adquirem energia elétrica, seja para satisfazer a carteira de fornecimentos a clientes finais, seja para consumo próprio. Já no mercado retalhista, ocorre a disputa do fornecimento da eletricidade por parte dos agentes retalhistas de forma a assegurar, posteriormente, o fornecimento aos consumidores finais.

2.4.1 Mercado Grossista

O mercado grossista do MIBEL assenta na existência de uma grande variedade de modelos de contratação de eletricidade, que se complementam entre si. Estes modelos refletem as especificidades de funcionamento do setor elétrico, nomeadamente o facto de existir um equilíbrio entre a produção e o consumo [5], [6] e [9]. Citando [6], o mercado grossista abrange:

- “Mercado de contratação a prazo, gerido pelo OMIP, em que se efetuam contratos de futuros para produção e compra de energia elétrica. Neste tipo de mercado pode ser efetuada liquidação física (venda de energia) ou liquidação financeira (remunerações);”
- “Mercado *spot* de contratação em *Pool* (ou em bolsa), gerido pelo OMEL, em que existe contratação diária e intradiária (mercados intradiários) e em que se negocia a compra e venda de eletricidade para cada hora do dia seguinte em que ocorre a negociação;”
- “Mercado para alguns serviços de sistema (nomeadamente reservas secundária e terciária) em se que efetua o ajustamento de equilíbrio da produção e do consumo elétrico em tempo real, assegurando o controlo de frequência;”
- “Mercado de contratação bilateral, no qual são celebrados contratos entre um agente de ofertas e um agente de procura, de forma livre (negociando preços, termos e condições) e de acordo com a capacidade dos Operadores de Sistema. Ou seja, os agentes podem realizar a aquisição de energia elétrica para diversos horizontes temporais.”

2.4.2 Mercado Retalhista

O mercado retalhista assenta na liberalização do setor de energia elétrica, uma vez que os consumidores, após a entrada em vigor da Diretiva 2003/54/CE, a partir de 1 de julho de 2007 podem escolher livremente o seu fornecedor de eletricidade. Assim sendo, citando [6] e [7], a estrutura do mercado retalhista consiste na escolha dos consumidores entre dois modelos de contratação de eletricidade:

- “contratação em mercado regulado, por aplicação de tarifas integrais reguladas. Neste caso, existe um comercializador de último recurso cuja atividade é integralmente regulada e tem a responsabilidade de manter os vínculos contratuais com os consumidores que ainda não migraram para o mercado liberalizado ou que, pretendendo migrar, não tenham disponíveis ofertas de venda por parte dos comercializadores livres;”
- “contratação em mercado liberalizado, no âmbito do qual ocorre uma negociação entre os agentes vendedores, comercializadores, e a procura. Os termos e condições dos contratos são definidos por estas entidades, embora seja aplicado um preço regulado para a componente de Acesso às Redes.”

2.5 Modelos do MIBEL

Como resultado do mercado grossista do MIBEL, obtém-se três principais modelos de mercados: modelo de mercado em *Pool* (diário e intradiário), contratos bilaterais e modelo misto (*Pool* comum+ contratos bilaterais) [4] e [5].

2.5.1 Modelo em *Pool* (diário e intradiário)

Este tipo de modelo consiste numa forma de relacionamento entre empresas produtoras, por um lado, e comercializadores ou clientes elegíveis, por outro, e que corresponde aos mercados *spot* centralizados, também conhecidos como mercados em *Pool*. Este tipo de mercados funciona no dia anterior àquele que será implementado o resultado das propostas de compra/venda que tiverem sido aceites. Assim sendo, estes mercados são, também, conhecidos como *Day-Ahead Markets* ou Mercados *Spot* de energia elétrica e correspondem à utilização de estratégias a curto prazo, a fim de equilibrar a produção e o consumo. Tal equilíbrio é obtido através de propostas de venda comunicadas pelos produtores e propostas de compra realizadas pelos comercializadores e consumidores finais. No mercado *spot* os ativos são negociados para entrega imediata ao contrário dos mercados a prazo em que os ativos são negociados para entrega futura [4] e [6].

Os mercados a curto prazo encontram-se estruturados de forma a reagir positivamente a variações de carga e a refletir essas variações nos preços. Sendo assim, é possível colocar em funcionamento centrais elétricas, cada uma com custos marginais diferentes, sempre tendo em conta a otimização do funcionamento do sistema a curto prazo [6].

O modelo em *Pool* tem como objetivo primordial efetuar o planeamento da operação do sistema elétrico para cada hora do dia seguinte. O funcionamento deste modelo assenta na existência de entidades que realizam propostas de venda de energia e de entidades que realizam propostas de compra de energia elétrica (consumidores e comercializadores) [6].

Num horizonte temporal a curto prazo, como o que está associado a estes mercados, verifica-se que as decisões de investimento já foram tomadas considerando variáveis relativas a problemas abrangendo um horizonte temporal mais alargado. Neste sentido, nos mercados a curto prazo pretende-se apenas otimizar o funcionamento do sistema para o dia seguinte, pelo que as propostas de venda de energia elétrica tendem a ser estruturadas de forma a refletir

custos marginais de curto prazo. As alterações diárias da carga e a necessidade de colocar em funcionamento centrais elétricas possuindo custos marginais diferenciados leva a que os mercados a curto prazo tenham de ser estruturados de modo a acomodar as variações de carga e a poder refletir as variações dos custos de exploração. Assim sendo, neste tipo de mercado, e no intervalo de tempo de um dia, que está a ser alvo de negociação no dia anterior, o preço indicado para cada período de tempo é determinado para 24 ou 48 períodos de 1 hora ou meia hora, respetivamente. Portugal encontra-se inserido na negociação efetuada pelo OMIE, ou seja, o fuso horário de referência considerado é o espanhol, ou seja, uma hora a mais que em Portugal. Para cada um desses intervalos, os agentes que atuam no mercado deverão apresentar as suas propostas de compra/venda, incluindo, nas versões mais simplificadas, a indicação do preço mínimo a que estão aptos a vender, do preço máximo que se encontram disponíveis para pagar, das quantidades que admitem vender ou que pretendem comprar e da localização do nó da rede onde se fará a injeção ou absorção e da potência pretendida. Os preços indicados pelos agentes produtores correspondem a preços marginais de produção. No final do período de negociação, são obtidos 24 ou 48 despachos económicos para cada hora ou meia hora do dia seguinte [4].

No *Pool* intradiário, os agentes produtores também estão aptos a comprar energia, e os agentes comercializadores podem, também, vender energia. Este tipo de mercado intradiário confere flexibilidade relativamente à operação dos agentes, apresentando uma variedade de horizontes temporais, enquanto que as garantias a nível de transparência e de possibilidades de supervisão que se verificam no mercado diário continuam a ser garantidas também neste tipo de mercado intradiário. Este estrutura-se em várias sessões, seis no total, realizando-se em cada uma delas um cruzamento de cariz marginal entre a oferta e a procura. A primeira sessão abrange 28 horas (as últimas 4 do dia D-1 e as 24 do dia D); a sexta abrange as últimas 9 horas do dia D [5].

O Operador de Mercado recebe e organiza as propostas de compra e venda comunicadas pelos agentes (produtores, comercializadores e consumidores elegíveis). Este mercado opera pelo cruzamento das curvas agregadas de ofertas de compra e venda dos vários agentes. Cada oferta possui a hora e dia a que corresponde, assim como o preço e a quantidade de energia que se admite vender ou que se pretende comprar. Tendo como critério o preço, as ofertas de compra são ordenadas de forma decrescente de preço e as ofertas de venda ordenadas de forma crescente do preço [6].

Na Figura 2.2 encontra-se representada a organização e modelo de exploração do setor elétrico em *Pool* [4].

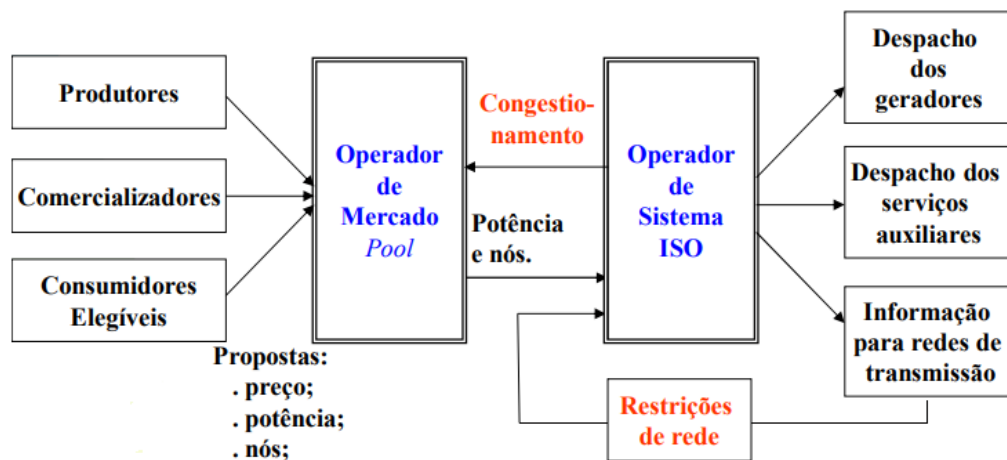


Figura 2.2 - Modelo de exploração do setor elétrico em *Pool*.

2.5.2 Curva de Oferta de Venda

Na curva de oferta as ofertas apresentadas, para cada hora do seguinte, são ordenadas por preço crescente, dando origem à curva agregada de ofertas de venda do mercado para cada hora. Na zona espanhola do MIBEL, as centrais nucleares e a produção em regime especial (PRE) surgem, por norma, na parte inicial da curva, dado o seu preço marginal muito baixo. Ao contrário do que ocorre em Espanha, em Portugal os produtores em regime especial não participam de forma direta no mercado através da comunicação de ofertas de venda. No entanto, em cada dia é realizada uma estimativa da sua produção sendo estas estimativas comunicadas ao Operador de Mercado pelo comercializador de último recurso, que tem a responsabilidade de integrar a respetiva produção nas suas ofertas de compra, reduzindo dessa forma a necessidade de procura. Tipicamente, as centrais hídricas em albufeira posicionam-se na zona da curva com preços mais elevados, uma vez que estas centrais podem gerir a utilização da água, apresentando propostas de venda refletindo o valor de utilização da água.

Em Portugal, além das PRE's são, também, consideradas na zona inicial da curva as centrais fio-de-água, devido ao facto de terem uma reduzida capacidade de armazenamento de água pelo que, em períodos de grande pluviosidade estas centrais pretendem garantir o escoamento da sua produção. Na zona intermédia encontram-se ordenadas as centrais de ciclo combinado a gás natural e as centrais térmicas a carvão com preços das ofertas suas ofertas de venda que refletem o custo de aquisição dos combustíveis, o preço do seu transporte até ao local em que essas centrais se localizam e o custo das licenças de emissão de CO₂.

Por fim, na parte superior da curva, encontram-se as centrais a fuelóleo, usadas em casos de emergência, como por exemplo, quando grande parte dos recursos hídricos ou eólicos apresentam valores reduzidos de produção [referência]. Assinala-se, no entanto, que as centrais desta tecnologia foram já desclassificadas em Portugal Continental [4], [5] e [6].

2.5.3 Curva de Procura

A parte inicial da procura corresponde aos fornecimentos regulados que se localizam na parte superior da curva, utilizando o preço instrumental (180 €/MWh). Por outro lado, à medida que o preço de compra começa a diminuir surgem consumos que apresentam alguma flexibilidade, incluindo alguns associados ao mercado livre, bem como os consumos das centrais hídricas com bombagem.

Interessa destacar o aumento da quantidade de energia adquirida pelos comercializadores para os seus fornecimentos em Espanha desde 1 de julho de 2008, devido ao desaparecimento da tarifa integral regulada de alta tensão. Em Portugal, ocorreu igualmente um aumento das compras dos comercializadores livres à medida que a ERSE deixou de publicar tarifas reguladas para consumos em Muito Alta, Alta e Média Tensão e depois, desde 2007, quando a elegibilidade foi alargada a todos os consumidores em BT. Neste momento, cerca de 90% do consumo em Portugal Continental é assegurado por comercializadores que operam no mercado livre [5] e [6].

2.5.4 Preço de Encontro do Mercado

O Preço de Encontro do Mercado, também conhecido por *Market Clearing Price*, corresponde ao preço da energia elétrica para o qual há ofertas de compra cujo preço de compra é superior ao preço de venda associado às ofertas de venda. Este preço de mercado é obtido pelo cruzamento entre a curva agregada das ofertas de venda e a curva agregada da procura e corresponde ao menor preço a que a oferta consegue satisfazer a procura [4] e [6]. Este modelo encontra-se ilustrado na Figura 2.3 [4].

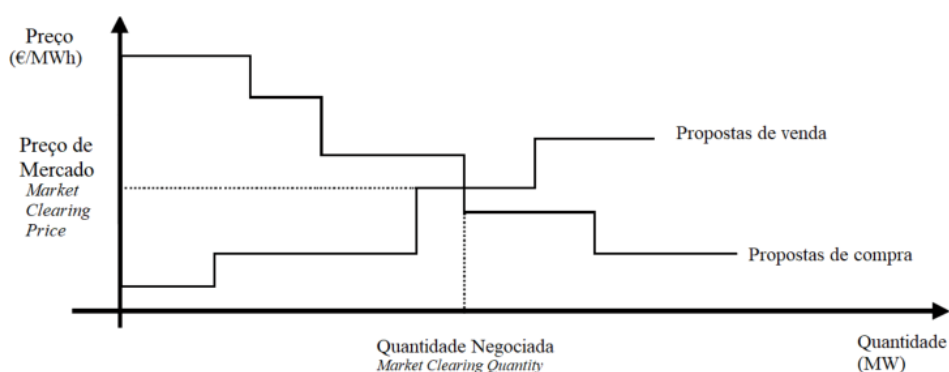


Figura 2.3 - Curvas agregadas das ofertas de venda e de procura e o ponto de interseção correspondente ao preço de encontro do mercado e à quantidade negociada.

O mercado diário do MIBEL funciona em termos de um leilão de preço uniforme, isto é, todos os agentes compradores adquirem energia ao mesmo preço e os vendedores recebem o mesmo preço pela mesma. Assim sendo, este preço, isto é, a ordenada do ponto de interseção

das curvas agregadas de oferta de venda e da procura é designado por Preço de Sistema, também conhecido por Preço de Encontro do Mercado, ou ainda, *Market Clearing Price*. Já a energia elétrica correspondente denomina-se por Quantidade Negociada, ou também, *Market Clearing Quantity*.

Assim sendo, através deste mercado obtém-se, para cada hora do dia seguinte, o preço a pagar aos produtores e a pagar pelo consumo, as quantidades de energia que serão produzidas pelos agentes produtores e as quantidades a consumir. Considerando as propostas de compra e venda, o modelo de mercado em *Pool* pode ser representado pela seguinte formulação matemática (2.1) a (2.4) [4] e [6].

$$\max Z = \sum_{i=1}^{Nd} C_{di}^{of} \times P_{di} - \sum_{j=1}^{Ng} C_{gj}^{of} \times P_{gj} \quad (2.1)$$

Sujeito a:

$$\sum_{i=1}^{Nd} P_{di} = \sum_{j=1}^{Ng} P_{gj} \quad (2.2)$$

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

$$0 \leq P_{gj} \leq P_{gj}^{of} \quad (2.4)$$

Nesta formulação:

- Nd é o número de propostas de compra;
- Ng é o número de propostas de venda;
- C_{di}^{of} é o preço que a carga i está disposta a pagar pelo consumo de energia;
- C_{gj}^{of} é o preço que a produção j pretende receber por uma unidade de energia produzida;
- P_{di} é a potência despachada relativamente à carga i ;
- P_{gj} é a potência despachada relativa à produção j ;
- P_{di}^{of} é a potência da proposta de compra da carga i ;
- P_{gj}^{of} é a potência da proposta de venda da unidade de produção j ;

No mercado em *Pool*, para uma dada hora do dia seguinte, pretende-se maximizar o benefício que resulta da utilização da energia elétrica em relação ao seu preço. Os consumidores avaliam se o preço a pagar pela energia é viável para a sua utilização. Este benefício é, também, conhecido por Função de Benefício Social ou, ainda, *Social Welfare*

Function e que corresponde à área entre as curvas agregadas das ofertas de compra e venda, isto é, a área que se encontra sombreada na Figura 2.3 [4].

A área sombreada a cinzento da Figura 2.4 corresponde ao Benefício dos Consumidores, enquanto que a área sombreada a verde da Figura 2.4 corresponde ao Benefício dos Geradores. A adição destes dois tipos de benefícios representa a Função de Benefício Social [4] e [7].

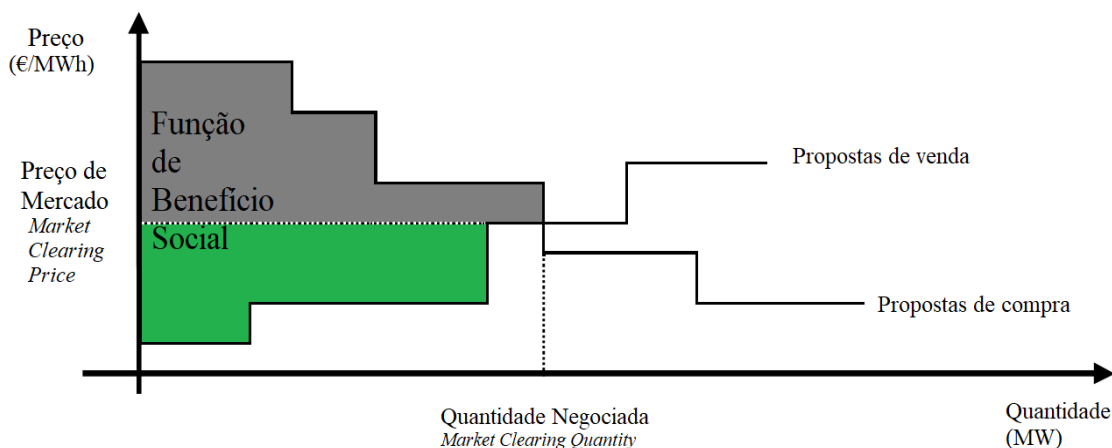


Figura 2.4 - Representação gráfica da Função de Benefício Social.

2.5.5 Propostas Simples e Propostas Complexas

As ofertas descritas anteriormente podem ser classificadas de Propostas Simples. Esta designação significa que não se admite qualquer interação temporal entre as propostas transmitidas por uma mesma entidade. Nestas condições, a proposta apresentada para um intervalo de tempo é independente das que se possam apresentar para intervalos de tempo anteriores e posteriores. O processo de encontro entre propostas para o dia seguinte pode então ser decomposto em 24 ou 48 problemas independentes, correspondendo, cada um deles ao mecanismo ilustrado na Figura 2.3, para intervalos de negociação de 1 hora ou de 30 minutos.

No entanto, em muitas situações existem condições particulares que obrigam a considerar a apresentação de Propostas Complexas. Estas propostas estão associadas, por exemplo, à existência de um valor mínimo de produção, de taxas de tomada ou diminuição de carga em centrais térmicas, ou à existência de diversas centrais hídricas no mesmo curso de água e em que as albufeiras possuem pouca capacidade pelo que poderá existir uma interdependência temporal entre as quantidades que se pode produzir em cada aproveitamento.

Através das propostas complexas, as propostas de venda dos geradores podem ser organizadas por blocos de 25 por período horário, em que o objetivo consiste em ajustar as ofertas de venda à curva de custos dos geradores. Assim, é possível aproximar as propostas apresentadas por blocos de produção à forma da curva de custo dos geradores. As ofertas de

venda organizam-se em bloco, sendo que o 1º bloco pode ser declarado indivisível, ou seja, o bloco é despachado integralmente caso o Operador de Mercado aceite a proposta associada a esse bloco. Por consequência, é possível considerar informações referentes a mínimos técnicos dos geradores. Sempre que ocorre a mudança de um período para o período seguinte, os valores de potência dos geradores têm rampas de subida ou descida, dependendo se se justifica aumentar ou diminuir a sua potência. Os valores limite destas rampas podem ser, igualmente, incluídos nas propostas complexas.

Adicionalmente, no MIBEL existe a possibilidade de um gerador especificar um valor mínimo de remuneração que pretende obter durante o dia. Esta condição de remuneração mínima é avaliada somando os produtos de potência despachada pelo preço de mercado durante o dia. Se esta remuneração diária for inferior ao valor mínimo pretendido pelo gerador, então esta condição de remuneração mínima não é verificada e este será retirado do mercado sendo o mecanismo de despacho repetido para os geradores remanescentes. Esta condição de remuneração mínima permite refletir os custos de arranque e de paragem dos geradores no despacho realizado pelo Operador de Mercado.

Por fim, o processo de determinação do despacho considerando Propostas Complexas é mais moroso e pesado do ponto de vista computacional [4],[5]e [6] originando normalmente uma elevação do preço de mercado face ao que seria obtido considerando apenas propostas simples.

2.5.6 Contratos Bilaterais

No mercado em *Pool* os agentes compradores não conseguem identificar os agentes produtores que se encontram a vender energia e as entidades produtoras não conseguem identificar quais as entidades que estão a comprar energia elétrica. Esta situação decorre do caráter interligado dos sistemas elétricos e de os trânsitos de potência e as tensões em módulo e fase nos diversos nós do sistema terem de respeitar as Leis de *Kirchoff*.

De modo a permitirem implementar de forma mais completa a liberdade de escolha e de negociação, os mercados de eletricidade incluem também os contratos bilaterais - mecanismos contratuais alternativos ao *Pool* - que são contratos assinados entre duas partes, que apresentam liberdade de preço do serviço, duração, condições de fornecimento, qualidade de serviço e valores de potência. Este modelo - contratos bilaterais - pretende responder de forma adequada ao risco inerente ao funcionamento dos mercados a curto prazo associados aos mercados centralizados, como por exemplo a volatilidade dos preços. Pretende, ainda, conferir às entidades consumidoras uma capacidade real de eleger o fornecedor com o qual se pretendem relacionar além de permitirem tornar mais previsível os fluxos financeiros entre as entidades envolvidas.

Os contratos bilaterais possibilitam um relacionamento comercial direto entre os produtores/ retalhistas ou consumidores. O acordo entre as partes é ponderado antes de ser efetuado, sendo sempre analisada a previsão do consumo bem como a estimativa a prazo dos preços de mercado visto que os preços obtidos no mercado diário constituem sempre um termo de comparação com os preços da contratação bilateral. Por conseguinte, os preços finais da energia elétrica são acordados tendo em conta os seguintes critérios:

- preços de compra;
- custos das perdas;
- preços dos serviços de sistema;
- custos de apoio às energias renováveis;
- medidas de apoio à eficiência energética.

Os preços que se verificam no mercado de contratos bilaterais possuem, como principal vantagem, a garantia de estabilidade uma vez que permitem reduzir o risco de os intervenientes influenciarem negativamente os preços, aumentando-os através de licitações muito elevadas. Assim, este tipo de contratos pode funcionar como estabilizador dos preços praticados no mercado, sendo que a possibilidade de ocorrer volatilidade nos preços de mercado diário faz aumentar a importância destes contratos. No entanto, existe a possibilidade da realização de um mau contrato. Tal poderá ocorrer uma vez que o preço contratado se encontra sujeito a riscos como erros de previsão, estimativas erradas de carga e instabilidade no preço das matérias primas, por exemplo, os combustíveis. Como consequência, o preço acordado na negociação pode ser muito superior ao preço do mercado diário - modelo em *Pool* [4], [5] e [6].

Os contratos bilaterais dividem-se em dois tipos: contratos bilaterais físicos e contratos do tipo financeiro.

Os contratos bilaterais físicos englobam usualmente um prazo alongado, de um ano ou mais, e devem incluir diversas informações como: preço do serviço a fornecer, condições de fornecimento (por exemplo, qualidade de serviço, modulação da potência ao longo do período de contrato e indicação dos nós em que será realizada a injeção e absorção da potência). Não havendo restrições do ponto de vista técnico que, por exemplo, origem congestionamento de ramos do sistema de transmissão, os valores contratados serão produzidos e consumidos nos nós acordados pelo que este tipo de contratos afeta de forma efetiva as condições de exploração do sistema elétrico, ao nível dos trânsitos de potência no sistema. Por esta razão, estes contratos são denominados de contratos bilaterais físicos.

Assim sendo, o Operador de Sistema deverá verificar/assegurar a viabilidade técnica do conjunto desses contratos, interessando ter o conhecimento acerca da quantidade energia negociada e da sua modulação horária e os nós de injeção e absorção ao longo do período em vigor do contrato. Neste tipo de contratos, o agente vendedor coloca a energia elétrica na rede e o agente comprador absorve a energia elétrica contratada. Nestes mecanismos os preços e as condições contratuais são negociados e, devido ao longo prazo subjacente a estes contratos, o preço é normalmente mais seguro e estável [4],[6] e [7] pelos que os fluxos financeiros entre entidades compradoras e vendedoras é mais previsível.

Os contratos bilaterais financeiros reagem às inúmeras ofertas de venda e procura que se vão verificando. Como tal, e para diminuir o risco decorrente do funcionamento de mercados a prazo, existem igualmente mecanismos de índole puramente financeira como os contratos às diferenças - *Contracts for Differences*, CFD, contratos de futuros e de opções. Esta variedade de mecanismos contratuais pode ser interpretada como representando a progressiva financeirização do setor elétrico [4] e [6].

Os contratos às diferenças surgiram com o objetivo de diminuir a volatilidade dos preços de mercado e para estabilizar o valor a receber pelas entidades produtoras e a pagar pelos

agentes consumidores. Tal como se ilustra na Figura 2.5, após ser acordado um preço-alvo - *Target Price* - entre as entidades produtoras e consumidoras envolvidas, verifica-se que nos intervalos de tempo em que o preço-alvo for superior ao preço de mercado a entidade consumidora paga à entidade produtora a diferença entre o preço-alvo e o preço de mercado. Já nos intervalos de tempo em que o preço de mercado for superior ao preço-alvo, a entidade produtora paga à entidade consumidora a diferença entre o preço de mercado e o preço-alvo.

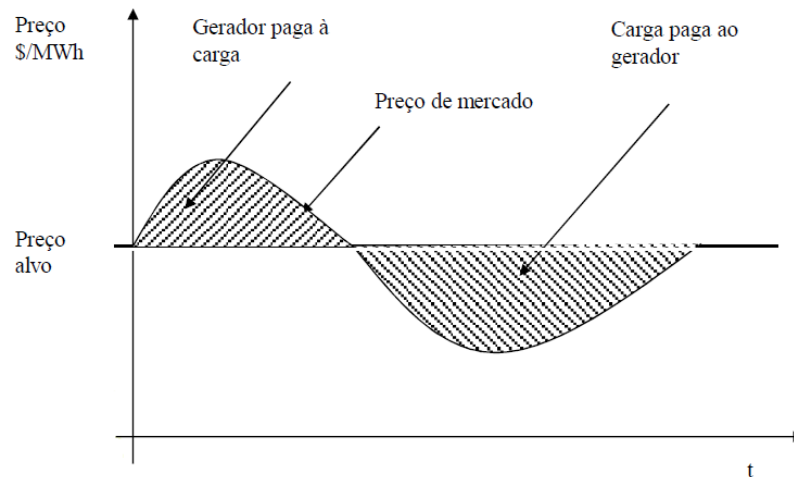


Figura 2.5 - Representação gráfica de um contrato às diferenças.

Nos contratos de futuros as entidades que envolvidas reservam a utilização de energia elétrica a um determinado preço com um determinado horizonte temporal. Este tipo de contratos apresenta um risco elevado, uma vez que implicam a utilização efetiva do recurso no final do prazo estabelecido. Esta situação significa que poderão ocorrer prejuízos financeiros caso o preço de mercado a curto prazo seja inferior ao preço estabelecido no contrato de futuro [4].

Os contratos de opções apresentam a possibilidade de utilizar ou não o recurso (energia elétrica) no final do período estabelecido, o que confere uma vantagem na utilização e no planeamento da exploração dos mercados e sistemas elétricos de longo prazo. A qualquer altura é possível desativar o contrato caso surja uma melhor oportunidade de investimento, o que torna este tipo de contratos bastante interessantes do ponto de vista negocial [4] e [6].

2.5.7 Modelos Mistos

O modelo misto é utilizado por grande parte dos países onde ocorreu, ou ainda está em curso, a reestruturação do setor elétrico. Neste tipo de estruturas mistas, funciona, em simultâneo, um mercado centralizado do tipo *Pool* e existe a possibilidade de estabelecer

contratos bilaterais físicos e/ou financeiros. Assim sendo, é possível completar a Figura 2.2 com a informação técnica relativa aos contratos bilaterais físicos submetidos ao Operador de Sistema pelas entidades contratantes. O funcionamento deste modelo misto encontra-se representado na Figura 2.6 [4] e [7].

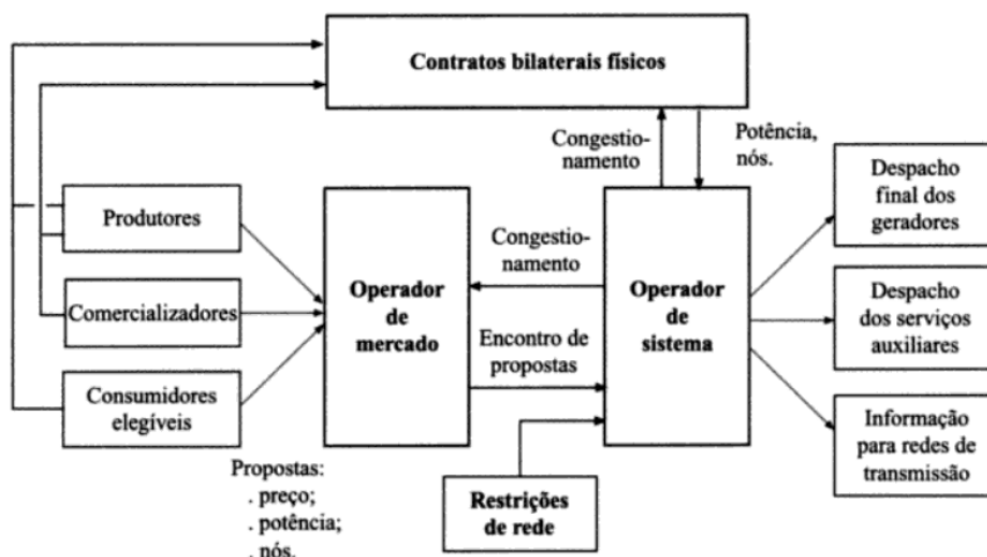


Figura 2.6 - Modelo misto de exploração do setor elétrico.

Os produtores, comercializadores e consumidores elegíveis podem apresentar as suas propostas ao Operador de Mercado. Este, por sua vez, ordena as propostas de venda por ordem crescente de preço e por ordem decrescente as propostas de compra, originando as curvas agregadas de compra e venda. Em seguida, através da interseção destas duas curvas obtém-se o preço de encontro do mercado e a quantidade de energia negociada. Toda esta informação relativa a solicitações simultâneas de utilização da rede é enviada ao Operador de Sistema, bem como informação acerca das propostas de compra e venda aceites e respetivos nós de ligação.

Em relação aos Contratos Bilaterais, as entidades contratantes têm de submeter a informação técnica relativa aos contratos respetivos - potência, nós de injeção e absorção, modulação - ao Operador de Sistema. Possuindo toda a informação técnica relativa ao resultado do mercado diário e aos Contratos Bilaterais existentes, o Operador de Sistema verifica a existência de congestionamentos e, caso ocorram, este envia essa informação às entidades envolvidas. Assim sendo, poderão ser ativados mercados de ajustes recebendo propostas de incrementos ou decrementos de potência visando a resolução das situações de congestionamento identificadas. Podem, ainda, ser ativados mecanismos de separação de mercados, também conhecidos por *Market Splitting* de forma a obter preços diferenciados em diferentes áreas de rede. Como consequência este modelo misto a concorrência irá aumentar e os preços terão a tendência de diminuir [4], [6] e [7].

2.5.8 Serviços de Sistema

Os serviços de sistema referem-se à disponibilização de produtos além de energia elétrica, que são fundamentais para garantir a segurança de operação dos sistemas elétricos. Estas atividades relacionam-se com a fiabilidade, continuidade e segurança da operação do sistema elétrico e os níveis destes serviços a disponibilizar num sistema elétrico são tipicamente fixados pelos Operadores de Sistema.

Estes serviços podem ser obrigatórios ou voluntários, e podem ser remunerados ou não. Em Portugal Continental os serviços de sistema são os seguintes:

- reserva primária - serviço obrigatório não remunerado;
- reservas secundária e terciária - serviços não obrigatórios, contratados em mercado e remunerados;
- controlo de tensão e potência reativa - serviço obrigatório não remunerado;
- solução de restrições técnicas - serviço não obrigatório e remunerado;
- *black start* - serviço obrigatório não remunerado.

Em Espanha, os serviços de sistema previstos na regulamentação respetiva são análogos. Com a criação do MIBEL, pretende-se que os serviços de sistema sejam o mais homogéneo possíveis entre os sistemas elétricos de Portugal e Espanha, de forma que progressivamente se possa avançar para um intercâmbio destes serviços entre os dois países.

De acordo com o artigo 151º do Regulamento de Relações Comerciais do Setor Elétrico (RRC), a aquisição de energia e potência para os serviços de sistema é considerada como contratação de energia elétrica através do mercado grossista [6].

2.5.9 Organização temporal do MIBEL

No mercado diário do MIBEL, gerido pelo OMIE, polo Espanhol, ocorre a transação de energia elétrica que cobre a procura para cada hora do dia seguinte. Às 10 horas de cada dia, o mercado é encerrado e, passado uma hora, são conhecidos os seus resultados em termos de propostas de compra e de venda aceites e do preço em cada hora de transação. Para além dos preços de mercado às 11 horas do dia anterior ao fornecimento de energia elétrica, é possível conhecer, ainda, informações acerca das entregas físicas (posições abertas transacionadas do mercado a prazo, solicitações e execução de leilões regulados - leilões de capacidade virtual e os leilões de Contratos de Energia para a comercialização de Último Recurso, CESUR) [6] e os resultados de leilões de capacidade de interligações da rede de transmissão.

Em seguida, é integrada informação relativa aos contratos bilaterais físicos e, entre as 11 e as 14 horas, é publicado o programa diário base de funcionamento (PDBF). Assim, posteriormente, tendo em conta a informação do mercado diário e relativa aos contratos bilaterais, é necessário efetuar uma análise detalhada da operação do sistema para cada hora

do dia seguinte verificando-se certas restrições técnicas, serviço realizado pelos Operadores de Sistema de ambos os países. Quando se verifica que todas as restrições técnicas são cumpridas, é obtido o programa diário viável provisório (PDVP).

Por fim, às 16 horas é publicado o programa viável final (PDV final), que contém as informações do mercado de regulação secundária.

No mercado intradiário do MIBEL é transacionada energia elétrica através de 6 sessões diárias de negociação e que complementa o mercado diário no programa horário final (PHF), a fim de ajustar as quantidades transacionadas do mesmo [7].

Em cada uma das sessões do mercado intradiário é obtido um preço para as horas de negociação em cada sessão. Este tipo de mercado tem como objetivo ajustar de forma mais próxima e precisa do tempo real a oferta e a procura de energia elétrica, visto que no mercado diário o intervalo de tempo entre o momento de negociação e o de entrega física varia entre as 14 h (para a primeira hora de operação do próximo dia) e as 40 h (para a última hora de operação do próximo dia). É, ainda, possível solucionar eventuais problemas de congestionamento da rede de transporte, como por exemplo, avaria de equipamentos da rede elétrica [7] e [8].

No mercado intradiário são apresentadas ofertas dos vendedores e dos compradores de energia elétrica que participaram na sessão correspondente do mercado diário, que tenham efetuado um contrato bilateral ou que não tenham estado disponíveis para participar no mercado diário e, posteriormente, ficaram disponíveis aquando da realização do mercado intradiário [7] e [8].

É permitido às entidades que normalmente vendem energia elétrica, os produtores, a possibilidade de comprar energia de forma a reduzirem a sua posição vendedora. Permite, também, a venda de energia elétrica por partes de entidades que habitualmente a compram, os comercializadores, pelo que possibilita que uma unidade consumidora veja a sua posição compradora diminuída, resultante das propostas apresentadas no mercado diário para uma hora específica e na sessão correspondente do mercado intradiário [7] e [8].

O mercado intradiário é atualmente estruturado em seis sessões com a distribuição horária por sessão representada na Figura 2.7.

	SESSÃO 1ª	SESSÃO 2ª	SESSÃO 3ª	SESSÃO 4ª	SESSÃO 5ª	SESSÃO 6ª
Abertura de sessão	14:00	17:00	21:00	1:00	4:00	9:00
Encerramento de sessão	15:00	17:50	21:50	1:50	4:50	9:50
Emparelhamento	15:00	17:50	21:50	1:50	4:50	9:50
Publicação do programa acumulado (PIBCA)	15:07	17:57	21:57	1:57	4:57	9:57
Publicação PHF dos OSs	16:20	18:20	22:20	2:20	5:20	10:20
Horizonte da Programação (Períodos horários)	24 horas (1-24 D+1)	28 horas (21-24 y 1-24 D+1)	24 horas (1-24 D+1)	20 horas (5-24)	17 horas (8-24)	12 horas (13-24)

Figura 2.7 - Horário das sessões do Mercado Intradiário do MIBEL.

Existe, ainda, o mercado intradiário contínuo, também denominado como acoplamento único intradiário (SIDC, pelas suas siglas em inglês). Este outro tipo de mercado intradiário, tal

como o mercado intradiário de leilões, oferece aos agentes de mercado a possibilidade de gerir os seus balanços de energia no qual se verificam, essencialmente, duas diferenças [10]:

- além de aceder à liquidez do mercado local, os agentes podem beneficiar da liquidez disponível nos mercados de outras áreas da Europa, sempre que exista capacidade de transporte transfronteiriça disponível entre as zonas.
- ajuste pode ser realizado até uma hora antes do momento de entrega da energia.

O objetivo deste tipo de mercado é facilitar o comércio de energia entre as inúmeras zonas ao longo de toda a Europa, de forma contínua, e aumentar a eficiência das transações nos mercados intradiários, também neste território.

A abertura da negociação de todos os contratos do mercado intradiário contínuo para o dia seguinte ($D + 1$), nas áreas de preços de Espanha e Portugal, será feita a partir do final do primeiro leilão do dia atual (D), desde que o operador do sistema tenha publicado o programa diário definitivo viável para o dia seguinte ($D + 1$) antes.

A Figura 2.8 apresenta a tabela que contém o dia, período e horário dos contratos de negociação [10].

RONDAS CONTÍNUO "D" Y "D+1"																																			
DIA	ABERTURA	ENCERRAMENTO	RONDA	PERÍODOS DE NEGOCIAÇÃO																										SESSÃO					
D-1	14:00	15:00	17	17	18	19	20	21	22	23	24																			M1 14:00-15:00 (1-24)					
D-1	15:00	15:10	18	18	19	20	21	22	23	24																									
D-1	15:10	16:00	18	18	19	20	21	22	23	24	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	
D-1	16:00	17:00	19	19	20	21	22	23	24	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24		
D-1	17:00	17:50	20	20	21	22	23	24	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24			
D-1	17:50	18:00	20	20	21	22	23	24	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24			
D-1	18:00	19:00	21	21	22	23	24	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24				
D-1	19:00	20:00	22	22	23	24	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24					
D-1	20:00	21:00	23	23	24	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24						
D-1	21:00	21:50	24	24	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24							
D-1	21:50	22:00	24	24	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24							
D-1	22:00	23:00	1	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24								
D-1	23:00	0:00	2	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24									
D	0:00	1:00	3	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24										
D	1:00	1:50	4	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24											
D	1:50	2:00	4	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24											
D	2:00	3:00	5	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24												
D	3:00	4:00	6	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24													
D	4:00	4:50	7	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24														
D	4:50	5:00	7	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24														
D	5:00	6:00	8	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24															
D	6:00	7:00	9	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24																
D	7:00	8:00	10	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24																	
D	8:00	9:00	11	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24																		
D	9:00	9:50	12	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24																			
D	9:50	10:00	12	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24																			
D	10:00	11:00	13	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24																				
D	11:00	12:00	14	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24																					
D	12:00	13:00	15	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24																						
D	13:00	14:00	16	16	17	18	19	20	21	22	23	24																							

Figura 2.8 - Mercado intradiário contínuo: dia, período e horário dos contratos de negociação.

A título de exemplo, na Figura 2.9 estão representadas as curvas de compra e venda para a hora 1 do dia 1 de janeiro de 2019 do mercado diário. A verde está representada a curva agregada das propostas de venda, sendo estas organizadas por ordem crescente do seu preço. Por seu lado, a azul está representada a curva agregada das ofertas de compra, sendo estas consideradas por ordem decrescente do seu preço. Pode notar-se a existência de segmentos extensos a preço 0 €/MWh na curva agregada das vendas e a preço 180 €/MWh na curva agregada das compras. Pode ainda assinalar-se que após esse segmento a preço 180 €/MWh na curva das compras, essa curva tem em seguida um declive muito acentuado, sendo quase vertical, o que traduz a ainda reduzida elasticidade do consumo ao preço da energia elétrica.

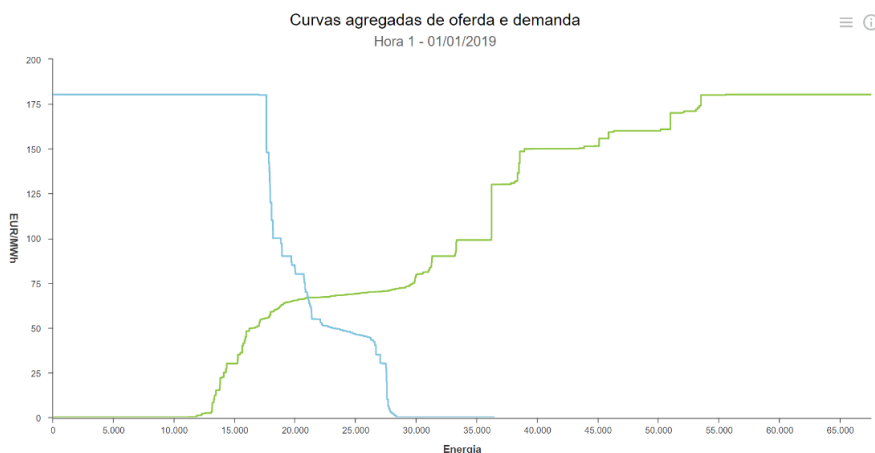


Figura 2.9 - Curvas agregadas de compra e venda para a hora 1 do dia 1 de janeiro de 2019.

2.5.10. Separação de mercados - *Market Splitting*

No MIBEL, em determinados momentos, os trânsitos nas linhas de interligações entre Portugal e Espanha resultantes dos despachos horários realizados pelo Operador de Mercado poderiam exceder a sua capacidade, ou existem deficiências na organização da produção e no comportamento dos agentes. Se tal ocorrer, o mercado ibérico passa a funcionar de forma separada nos dois países sendo obtidos preços diferentes para cada um deles, ocorrendo o *market splitting*, também denominado por separação de mercados.

Assim sendo, com este tipo de mecanismo são obtidos preços para cada zona, ou seja, a zona portuguesa e a zona espanhola. Quando as restrições na interligação não são violadas o sistema é tratado como um único mercado, enquanto que quando a capacidade de interligação é ultrapassada, obtém-se preços diferentes para cada uma das zonas acima mencionadas. Sempre que se verifica que os preços de ambas as zonas são diferentes podemos dizer que existe um *spread* de preços entre essas zonas. Este mecanismo encontra-se ilustrado na Figura 2.10

Para mitigar os efeitos do *market splitting*, os agentes de supervisão devem assegurar a segurança do mercado e os agentes de mercado não deverão ter comportamentos anti-concorrência, a fim de evitar a criação artificial de preços diferenciados entre Portugal e Espanha. Por outro lado, os Operadores de Sistema e empresas concessionárias das redes de transporte devem assegurar o aumento da capacidade de interligação entre os dois países de modo que se obtenha progressivamente um preço único de referência em toda a Península Ibérica.

Nos anos de início do funcionamento do MIBEL (2007 e 2008) o mecanismo de *market splitting* foi ativado em aproximadamente 85% das horas desses anos iniciais e, com grande frequência, com preços mais elevados do lado Português indiciando que Portugal se encontrava a importar energia elétrica nesses períodos. Posteriormente, com a entrada em serviço de novas linhas de interligação e com o aumento da produção ligada às redes de distribuição, as

redes de transporte começaram a ficar menos sobrecarregadas. Assim sendo, mais recentemente, o *market splitting* tem sido ativado em menos horas em cada ano, atingindo-se percentagens anuais de 5 a 10% em 2018 e 2019. Isto significa que em 90 a 95% das horas do ano não há congestionamentos nas interligações sendo os preços iguais nos dois países. Esta igualdade de preços não significa que não há trânsitos de energia elétrica nas linhas de interligação. Significa apenas que nessas horas esses trânsitos não atingem o valor limite da capacidade de interligação especificada pelos Operadores de Sistema Ibéricos [5] e [6].

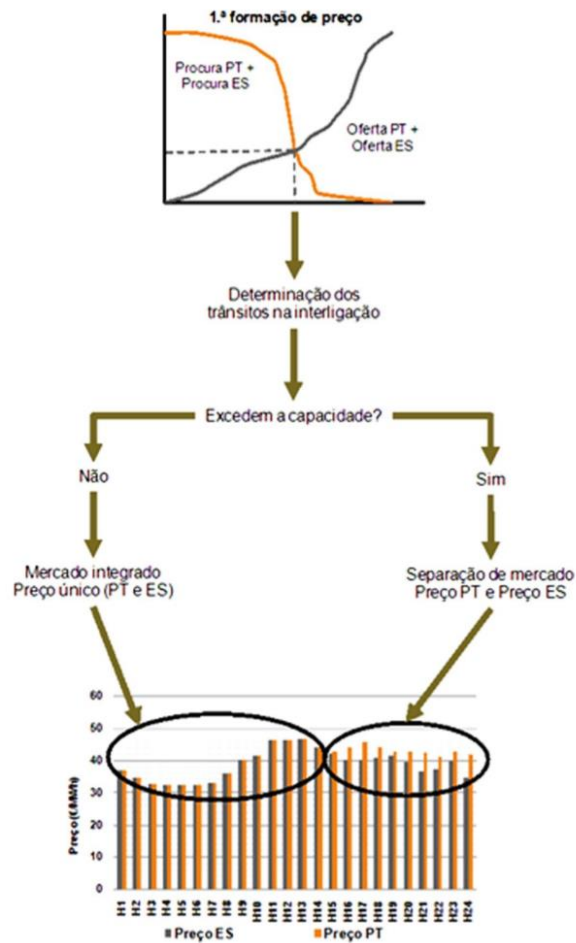


Figura 2.10 - Estrutura e funcionamento do market splitting.

2.6 Interligações

As interligações entre os sistemas elétricos de Portugal e de Espanha são determinantes para um funcionamento eficaz do Mercado Ibérico de Eletricidade, visto que poderá ocorrer separação de mercados quando a capacidade de interligação entre os dois países é insuficiente [7].

O reforço da RNT possibilita uma melhoria do abastecimento dos consumos, assim como uma maior flexibilidade de adaptação da rede a diferentes perfis de operação do parque

produtor em ambiente de mercado garantindo a segurança global do sistema uma melhoria da capacidade de interligação.

Do conjunto de projetos de investimento da RNT previstos para 2020, não se identificam reforços de rede que possam vir a ter um impacto significativo sobre os valores da capacidade de interligação. Numa perspetiva temporal mais alargada, dada a sua importância ao nível das capacidades de interligação, destaca-se na zona do Minho o eixo a 400 kV entre as atuais subestações de Pedralva e de Vila Nova de Famalicão, o qual cria condições para o estabelecimento da futura interligação Ponte de Lima - Fontefria, reforçando a segurança de abastecimento a consumos da zona Minho litoral, como também introduz na RNT a capacidade de rede suficiente para não prejudicar os atuais valores de capacidade de interligação e escoar sem restrições a produção de toda a região do Minho, em particular a das novas centrais de Salamonde II e Frades II [11].

Na Figura 2.11 encontra-se ilustrado as interligações previstas até ao final de 2020, entre Portugal e Espanha [11].



Figura 2.11 - Interligações existentes entre os setores elétricos de Portugal e Espanha.

2.7 Supervisão dos mercados

O Acordo de Santiago de Compostela em 2004 inclui regras para a supervisão dos mercados do MIBEL. Entre estas regras está estabelecido que a supervisão destes mercados é realizada pelos organismos de supervisão do país onde estes foram criados, regendo-se pela legislação desse país [6].

Também em 2004, Portugal e Espanha fundaram o Conselho de Reguladores, que integra elementos da *Comissão do Mercado de Valores Mobiliários*- CMVM e da *Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos* - ERSE, de Portugal e da *Comisión Nacional del Mercado de Valores*- CNMV e da *Comisión Nacional de Energía* - CNE, de Espanha [6] e [12]. Como tal, este Conselho de Reguladores tem como obrigação a emissão de pareceres relativos à aplicação de multas e sanções, provenientes de infrações cometidas no MIBEL sendo igualmente responsável pela organização e estruturação do modo de supervisão do MIBEL e preparar propostas ou alterações para o desenvolvimento a prazo do MIBEL.

Capítulo 3

Análise de documentos estratégicos para a evolução dos sistemas elétricos Ibéricos

3.1 PNEC 2030, PNEIC 2021-2030 e RMSA 2020-2040

Estes três documentos são fundamentais para a análise e realização desta dissertação. O Plano Nacional Energia e Clima, PNEC 2030 apresenta as medidas e metas propostas para esse horizonte temporal, em Portugal, para se atingir a neutralidade carbónica em 2050. O *Plan Nacional Integrado de Energía y Clima*, PNEIC 2021-2030 apresenta, também, as medidas e metas propostas para a década em questão a aplicar em Espanha, sempre com o objetivo de reduzir as emissões em 2050.

Por fim, o Relatório de Monitorização da Segurança de Abastecimento do Sistema Elétrico Nacional, RMSA 2020-2040 apresenta, entre outros aspetos, os diferentes cenários quer em termos de produção de energia, nomeadamente através de fontes renováveis, quer em relação à procura com o horizonte de 2040.

Nas secções seguintes apresentam-se os aspetos mais relevantes destes documentos, tendo em conta os objetivos a atingir com esta dissertação.

3.2 Contextos políticos, económico, ambiental e social do PNEC e PNIEC

A fim de se atingir a neutralidade carbónica em 2050, a próxima década de 2020-2030 será fundamental para que estes resultados se possam alcançar. Como tal, foram desenvolvidos os Planos de Energia e Clima para Portugal e Espanha, neste caso específico, o PNEC no caso Português e o PNIEC no caso Espanhol.

Neste Capítulo serão abordados os Planos Nacionais Energia e Clima, com o horizonte temporal de 2030, para Portugal (PNEC- Plano Nacional Energia e Clima) e para Espanha (PNIEC- *Plan Nacional Integrado de Energía y Clima*). Em 2015, aquando da assinatura do Acordo de Paris (AP), foram estabelecidos objetivos a longo prazo de contenção do aumento da temperatura média global a um máximo de 2°C acima dos níveis pré-industriais, com o compromisso por parte da comunidade internacional de prosseguir todos os esforços para que

esse aumento não ultrapasse 1,5°C, valores que a ciência define como máximos para se garantir a continuação da vida no planeta sem alterações demasiado disruptivas. Foram, ainda, estabelecidos objetivos de aumento da capacidade de adaptação aos impactos adversos das alterações climáticas e de mobilização de fluxos financeiros consistentes com trajetórias de baixas emissões e desenvolvimento resiliente [13].

Este Acordo representa assim uma mudança de paradigma na implementação da Convenção Quadro das Nações Unidas para as Alterações Climáticas, com o reconhecimento explícito de que apenas com o contributo de todos é possível ultrapassar o desafio das alterações climáticas e tem como principais compromissos, atingir um balanço a nível global entre emissões e remoções antropogénicas na segunda metade do século, preparar e comunicar de forma sucessiva as “Contribuições Determinadas Nacionalmente” (NDC) para o esforço global de redução de emissões, as quais devem ser sucessivamente mais ambiciosas e preparar e comunicar “Estratégias de Longo Prazo para a Redução de Emissões” [13].

Em 2016, na Conferência das Partes da Convenção Quadro das Nações Unidas para as Alterações Climáticas (CQNUAC), Portugal e Espanha assumiram o objetivo de atingir a Neutralidade Carbónica até 2050, tendo desenvolvido o Roteiro para a Neutralidade Carbónica 2050 (RNC2050), no caso de Portugal, e a *Estrategia de Bajas Emisiones a Largo Plazo (2050)*, no caso de Espanha. Nestes documentos foram estabelecidas a visão, as trajetórias e as linhas de orientação para as políticas e medidas a concretizar nesse horizonte temporal. O RNC2050, publicado pela Resolução de Conselho de Ministros n.º 107/2019, de 1 de julho, constituiu assim a estratégia de desenvolvimento a longo prazo com baixas emissões de gases com efeito de estufa submetida à CQNUAC a 20 de setembro de 2019 [13].

Em linha com as conclusões do Relatório Especial do IPCC - *Intergovernmental Panel on Climate Change*- relativa à limitação do aumento da temperatura média global a 1,5°C, concluiu-se também no RNC2050 que é na década 2021-2030 que se devem concentrar os maiores esforços de redução de emissões de gases com efeito de estufa (GEE) sendo esta a década essencial para o alinhamento da economia nacional com uma trajetória de neutralidade carbónica. Assim, em articulação com os objetivos do RNC2050, foram estabelecidas metas ambiciosas, mas exequíveis, para o horizonte 2030, as quais se encontram vertidas no Plano Nacional Energia e Clima que se constitui como o principal instrumento de política energética e climática nacional para a década 2021-2030 rumo a um futuro neutro em carbono [13].

Os desafios que se impõem à sociedade exigem uma ação concertada entre políticas da energia e do clima, pois só assim será possível traçar uma trajetória exequível rumo a uma economia e a uma sociedade neutra em carbono, que seja, em simultâneo, promotora de crescimento económico e de melhoria da qualidade de vida. Neste sentido, o PNEC é fundamental para assegurar a concretização das metas em matéria de energia e clima no horizonte 2030 e está orientado para o futuro e para os objetivos a longo prazo de Portugal [13].

Já o PNIEC, no caso de Espanha, apresenta também um papel crucial na ação política. Este plano pretende refletir o compromisso e contribuição de Espanha no esforço internacional e Europeu. O PNIEC de Espanha identifica as oportunidades ao longo das cinco dimensões da *Unión de la Energía*: descarbonização, construção do mercado interior de energia, investigação, inovação e competitividade. Este plano pretende enviar os sinais necessários para proporcionar segurança e estabelecer uma linha de ação a todos os agentes, fornecendo

também flexibilidade e capacidade de gestão para se realizar a transição energética e descarbonização da economia. Assim, espera-se alcançar o máximo de oportunidades de desenvolvimento económico e geração de emprego, derivados desta mesma transição [15].

3.3 Análise do PNEC 2030

O PNEC foi construído em coordenação e articulação com o Roteiro para a Neutralidade Carbónica 2050 e com o Plano Nacional de Investimentos 2030. O contributo do PNEC, no horizonte de 2030, será decisivo para a definição das linhas de ação rumo à neutralidade carbónica e a definição dos investimentos estratégicos na área da energia e clima.

A diminuição dos GEE (Gases de Efeito de Estufa) é um dos principais objetivos deste PNEC, para que se possa atingir a neutralidade carbónica em 2050. Para tal, estima-se que será necessária uma redução entre 85 e 90% dos GEE, até 2050. Como se pode verificar na Figura 3.1, atendendo à curva a vermelho assinalada a tracejado, é na década de 2020-2030 que deverá verificar-se uma redução de emissões mais significativa [14].

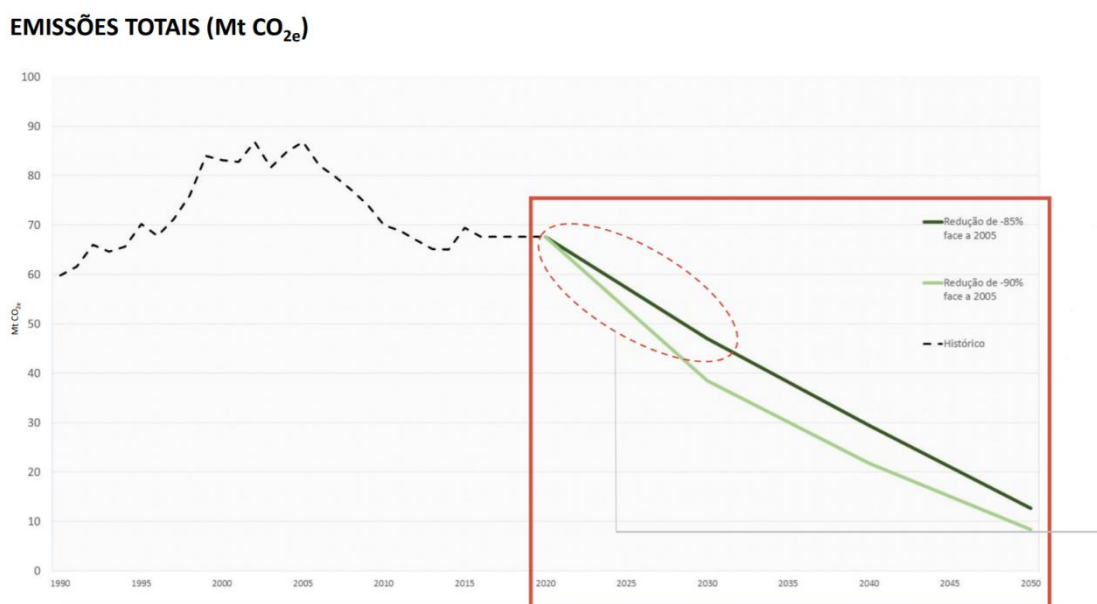


Figura 3.1 - Emissões Totais (Mt Co2e) com o horizonte temporal de 2050.

Importa realçar o facto de Portugal manter uma posição de destaque no contexto internacional no que respeita à redução das emissões de GEE e à aposta nas fontes de energias renováveis, tendo alcançado resultados bastante positivos nos últimos anos. No que respeita às emissões de GEE, em 2017 verificou-se uma redução de 17,5% face às emissões registadas em 2005. Embora nesse ano se tenham registado condições excecionais que conduziram a um pico de emissões, Portugal tem vindo a consolidar uma trajetória de descarbonização da economia nacional [13].

Em Portugal são vários os objetivos e linhas de atuação - que se encontram inteiramente relacionados - para a década de 2020-2030, rumo à neutralidade carbónica a atingir em 2050. Entre elas, contam-se [14]:

- **Descarbonizar a economia nacional:** promover a descarbonização do sistema eletroprodutor, incluindo o encerramento das centrais a carvão até 2030; promover a eletrificação em todos os setores da economia; promover o fecho do ciclo de materiais e o aproveitamento da energia em cascata facilitando a transição para uma economia circular; reduzir a intensidade carbónica do parque de edifícios (residencial e serviços); descarbonizar os transportes e promover a mobilidade sustentável; descarbonizar os processos industriais e promover a indústria digital (indústria 4.0); promover práticas agrícolas sustentáveis; reforçar a capacidade de sequestro da floresta nacional; reduzir a produção de resíduos e a sua deposição direta em aterro e promover as fileiras de reciclagem; descarbonizar as cidades; descarbonizar a Administração Pública, nos vetores transportes e mobilidade, edifícios e compras públicas; prosseguir com a fiscalidade verde; promover projetos de I&D que constituam suporte à transição para uma economia de baixo carbono;
- **Dar prioridade à eficiência energética:** assegurar a melhoria na eficiência do consumo de energia nos diversos setores da economia nacional; assegurar a melhoria na eficiência; promover a renovação energética do parque imobiliário e os edifícios NZEB; promover o aumento da penetração de equipamentos e produtos mais eficientes através da renovação dos existentes; rever o quadro legal relativo à gestão e eficiência do consumo de energia e reforçar os sistemas de monitorização; promover a requalificação energética ao nível da Iluminação Pública; promover a utilização racional de energia junto dos consumidores finais; capacitar o setor da energia de profissionais qualificados na área da eficiência energética; simplificar os procedimentos e reorientar e reforçar os programas e fundos de financiamento; incentivar a realização de ações de Investigação, Desenvolvimento e Inovação, I&D&I, no domínio da eficiência energética; promover a renovação energética de edifícios e infraestruturas na Administração Pública;
- **Reforçar a aposta nas Energias Renováveis e reduzir a dependência energética do país:** acelerar a produção de eletricidade a partir de fontes renováveis de energia, com maior incidência no solar; promover a utilização de sistemas renováveis nos sistemas de aquecimento e arrefecimento; incentivar a aquisição e a utilização de sistemas de produção descentralizada e de produção de calor e frio a partir de fontes renováveis de energia; implementar instrumentos de partilha de custos associados a mecanismos de reforço de capacidade; otimizar, simplificar e rever o quadro legal e regulatório associada ao licenciamento; criar o ambiente regulatório favorável à participação de novos atores no mercado, incluindo as comunidades locais de energia; incentivar I&D&I, nomeadamente no domínio do armazenamento, hidrogénio e outros combustíveis 100% renováveis; fomentar o investimento na transição energética e introduzir mecanismos inovadores; implementar mecanismos que promovam e agilizem o investimento, e revisão do modelo tarifário; promover o adequado planeamento das redes de transporte e distribuição de eletricidade, tendo em conta os objetivos e previsíveis localizações

de nova capacidade de produção renovável; acelerar a participação da pequena produção renovável em mecanismos de mercado promovendo a sua agregação; incentivar o investimento na produção nacional de biocombustíveis avançados, nomeadamente através da valorização dos resíduos e recursos endógenos;

- **Garantir a segurança de abastecimento:** reforçar a diversificação de fontes endógenas de energia; promover sistemas de flexibilidade e gestão dinâmica do consumo para apoio à gestão do sistema elétrico; promover os sistemas de armazenamento, designadamente através da criação do enquadramento legal; promover o desenvolvimento das interligações e reforçar a cooperação regional; promover o adequado planeamento das redes BT; promover a digitalização do sistema energético, por via da promoção e expansão das redes inteligentes, contadores inteligentes e outros instrumentos; promover a integração no mercado interno de energia, com vista a uma harmonização e equilíbrio/ equidade nos preços a nível regional e da UE; promover a integração de sistemas energéticos e as interligações energéticas intersectoriais: Eletricidade/H2 e Gás, Eletricidade/Calor e Eletricidade ; Planear e fomentar a gestão integrada e conjunta da rede, numa lógica regional, transfronteiriça; incentivar I&D&I nos sistemas inteligentes de gestão de energia e novas infraestruturas; promover a diversificação das fontes e rotas de aprovisionamento de recursos energéticos; realizar as necessárias avaliações de risco, planos preventivos de ação de emergência, nos termos da regulamentação em vigor; ajustar o papel do gás na matriz energética de forma gradual e sustentável; otimizar a operação das redes de transporte e distribuição de eletricidade existentes;
- **Promover a mobilidade sustentável:** promover as transferências modais através da melhoria da oferta e do acesso ao transporte público; promover os serviços de partilha de veículos, com enfoque na mobilidade elétrica; promover e apoiar a mobilidade elétrica, através do incentivo à introdução de veículos elétricos e do reforço das infraestruturas de carregamento; estimular a transição energética do setor dos transportes assente na eletrificação, nos biocombustíveis avançados e no hidrogénio; reforçar a infraestrutura de abastecimento de combustíveis alternativos no que respeita a combustíveis limpos; promover o transporte de mercadorias por via ferroviária e marítima; incentivar I&D&I nos sistemas de transporte; promover amobilidade ativa e comportamentos mais eficientes;
- **Promover uma agricultura sustentável e potenciar o sequestro do carbono:** promoção da produção e utilização de fontes de energia renovável no setor agrícola; reduzir o consumo de fertilizantes azotados; promover a gestão eficiente de efluentes de pecuária; promover práticas agrícolas mais eficientes no uso de recursos e regenerativas com impacto na retenção de carbono, no uso eficiente da água e no consumo de energia; aumentar a capacidade de sumidouro natural da floresta e de outros usos do solo; promover uma gestão mais efetiva da floresta com redução da área ardida; incentivar o papel da bioeconomia através do aumento da florestação ativa, promoção de práticas silvícolas mais eficientes e valorização dos serviços de ecossistemas; incentivar I&D&I nos sistemas agrícolas e

sequestro de carbono, designadamente reforçando a capacidade nacional de participação nos instrumentos Europeus;

- **Desenvolver uma indústria inovadora e competitiva:** descarbonizar a indústria, promovendo o uso de recursos renováveis, armazenamento de energia e da eletrificação; fomentar a ecoinovação, visando processos de produção mais limpos promovendo a eficiência energética e de recursos; promover a digitalização da indústria (indústria 4.0) nos processos, produtos e gestão de recursos; apoiar o desenvolvimento de clusters industriais em novas áreas de desenvolvimento tecnológico; adoção de modelos de negócio assentes em produtos e serviços de baixo carbono; promover a conceção de produtos e serviços projetados para vários ciclos de vida; promover as simbioses industriais (urbanas, locais, regionais); envolver o sistema científico e tecnológico em articulação com a indústria para promover a transição energética; incentivar I&D&I no domínio da economia circular, designadamente reforçando a capacidade nacional de participação nos instrumentos Europeus;
- **Garantir uma transição justa, democrática e coesa:** contribuir para a indução de padrões de produção e consumo mais sustentáveis; aprofundar o conhecimento em matéria de mitigação das alterações climáticas, divulgar boas práticas e dinamizar comportamentos de baixo carbono, na sociedade; promover a informação aos consumidores domésticos e empresas, contribuindo para uma melhor literacia energética; combater a pobreza energética e aperfeiçoar os instrumentos de proteção a clientes vulneráveis; simplificar a interação com o mercado criando mecanismos que facilitem a escolha dos consumidores; promover plataformas de diálogo estruturado com as populações locais; promover o desenvolvimento urbano sustentável e alavancar a capacidade de intervenção a nível local; fomentar a criação de competência e de emprego qualificado em setores de baixo carbono; promover a utilização sustentável e racional do território numa perspetiva de maior coesão e valorização territorial; promover a requalificação de trabalhadores em setores intensivos em carbono; promover a inovação e desenvolvimento de tecnologias, práticas e produtor e serviços de baixo carbono em todos os setores de atividade;

Mais especificamente em relação às linhas de atuação, é possível encontrar as seguintes:

- pretende-se encerrar por completo as centrais a carvão (até 2029);
- a capacidade de produção solar deverá igualar a capacidade de produção eólica;
- implementar a agricultura de precisão até 300 000 hectares e agricultura biológica e de conservação até 150 000 hectares;
- tornar competitiva a energia solar para produção de calor de baixa temperatura na indústria;
- criar condições para que as bombas de calor satisfaçam a procura de energia em 15% no setor residencial;
- reduzir em 82% os resíduos sólidos urbanos depositados em aterro;

- reduzir de 4 a 9% a produção de resíduos urbanos *per capita*;
- Criar condições para obter maior generalização do veículo elétrico, de modo que se atinja uma quota de 33% nos veículos ligeiros com mobilidade elétrica. Nos veículos ligeiros de mercadorias, eletricidade deverá assegurar quase a totalidade da procura.

Para esta dissertação interessou saber a capacidade instalada para a produção de eletricidade, por tecnologia, prevista para 2030, bem como para 2020. Uma vez que estamos sensivelmente a meio no ano de 2020, o último ano civil completo e com os dados devidamente organizados é 2019. Assim sendo, os dias analisados, as respetivas quantidades de energia negociadas e o preço de mercado são referentes a 2019. Nos próximos capítulos desta dissertação será apresentado detalhadamente o método executado. No entanto, os dados da capacidade instalada “atual” são os de 2020 ao invés dos dados de 2019, uma vez que se encontram neste PNEC e visto que a diferença não era significativa. Na Figura 3.2 encontra-se a tabela retirada do PNEC português com os valores da capacidade instalada em Portugal e que foram fundamentais para a realização da dissertação.

(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 3.2 - Perspetivas da evolução da capacidade instalada para a produção de eletricidade por tecnologia em Portugal nos horizontes de 2025 e 2030 e valores verificados em 2020.

3.4 Análise do PNIEC 2021 - 2030

O PNIEC possui metas e objetivos semelhantes aos do PNEC de Portugal, uma vez que ambos correspondem a planos determinados pela UE para todos os estados membros, sempre com o objetivo de atingir uma economia próspera, moderna, competitiva e com neutralidade carbónica. No entanto, as capacidades instaladas são diferentes em cada país, como seria de esperar.

Um dos princípios fundamentais deste PNIEC é “primeiro, a eficiência energética”. De facto, com as medidas contempladas espera-se alcançar cerca de 39,5% de melhoria da eficiência energética em 2030. Concretamente, a redução do consumo de energia primária prevista neste PNIEC equivale a uma melhoria da intensidade energética primária anual de 3,5% até ao ano de 2030, o que afetará positivamente a economia espanhola [15].

A execução deste PNIEC irá conduzir o sistema energético espanhol a uma maior autossuficiência energética, através de um aproveitamento mais eficiente do potencial renovável de Espanha, particularmente o solar e o eólico. Esta medida incidirá de forma positiva na segurança energética espanhola ao diminuir de maneira significativa a dependência das importações de combustíveis fósseis, que supõem uma elevada fatura económica e que está submetida a fatores geopolíticos e a uma volatilidade elevada nos preços [15].

Como resultado da execução deste plano espera-se atingir, em 2030, uma presença das energias renováveis sobre o uso final de energia de 42%, devido ao investimento previsto em renováveis elétricas, assim como uma notável redução no consumo final de energia devido aos programas e medidas de poupança e eficiência em todos os setores da economia.

O impulso ao desenvolvimento das energias renováveis, da geração distribuída e da eficiência energética que este PNIEC promove permitirá ainda criar importantes oportunidades de emprego.

Adicionalmente, prevê-se que, mediante o autoconsumo, a geração distribuída, a gestão da procura, a promoção das comunidades energéticas locais, assim como medidas específicas destinadas a promover o papel proativo da cidadania na descarbonização se possa aumentar a diversidade dos agentes e a existência de projetos participativos tanto na geração de energia renovável, como no restante sistema energético.

Resumidamente, de acordo com o PNIEC, em 2030 espera-se alcançar os seguintes resultados:

- 23% de redução de emissões de GEE em relação a 1990;
- 42% de penetração das renováveis no uso final de energia;
- 39,5% de melhoria da eficiência energética;
- 74% de energia renovável na produção de energia elétrica.

Estes resultados permitirão avançar até ao cumprimento do objetivo a mais longo prazo que fundamentou este PNIEC que consiste em alcançar a neutralidade carbónica de Espanha em 2050, em linha com as posições adotadas pela Comissão Europeia e a maioria dos Estados membros. Este objetivo supõem a redução de, pelo menos 90% das emissões brutas totais de

GEE relativamente a 1990, para o ano de 2050. Além disso, pretende-se alcançar em 2050 um sistema elétrico 100% renovável.

O setor da mobilidade e transporte é bastante importante, uma vez que é um dos principais emissores de GEE. Como tal, o maior desenvolvimento deste setor será bastante importante para diminuir os GEE. Como tal, em Espanha estima-se que em 2030 estejam em circulação 5 milhões de veículos elétricos. Assim sendo, o consumo de energia elétrica estimado neste PNIEC já inclui este número de veículos. Posteriormente, na metodologia que foi desenvolvida neste trabalho será feita uma análise de sensibilidade caso este número seja superior originando o aumento correspondente do consumo de energia.

No PNIEC, anexo A, encontram-se os valores do consumo de energia elétrica para a situação atual e projeções para os Cenários Tendencial e Objetivo. Assim, de acordo com o Cenário Tendencial, o consumo de 232 TWh em 2020 e de 253 TWh no ano de 2030. Já para o Cenário Objetivo, talvez um pouco mais otimista, a carga é de 240,5 TWh em 2020 e de 249,2 TWh em 2030. [15].

Relativamente à capacidade instalada quer no Cenário Tendencial, quer no Cenário Objetivo foram valores bastante importantes para a concretização da análise a descrever nos capítulos 4 e 5, nomeadamente para a construção da curvas de oferta realizada no âmbito desta dissertação e que será detalhada no capítulo 5. Na Figura 3.3 apresenta-se a tabela com os valores da capacidade instalada das diferentes tecnologias e a sua evolução desde 2015 até 2030, para o Cenário Tendencial.

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

Figura 3.3 - Capacidade instalada das diversas tecnologias de produção no Cenário Tendencial, para o horizonte 2030.

Já no Cenário Objetivo, é possível verificar que os valores são diferentes e que, regra geral, são superiores aos do Cenário Tendencial. Como tal, para esta dissertação foram utilizados os valores do Cenário Tendencial, visto que são mais realistas face aos valores do Cenário Objetivo. Na Figura 3.4, apresenta-se a tabela contendo os valores da capacidade instalada para as diferentes tecnologias e a sua evolução desde 2015 até 2030 para o Cenário Objetivo.

Parque de generación del Escenario Objetivo (MW)					
	Años	2015	2020	2025	2030
Eólica (terrestre y marina)		22.925	28.033	40.633	50.333
Solar fotovoltaica		4.854	9.071	21.713	39.181
Solar termoeléctrica		2.300	2.303	4.803	7.303
Hidráulica		14.104	14.109	14.359	14.609
Bombeo Mixto		2.687	2.687	2.687	2.687
Bombeo Puro		3.337	3.337	4.212	6.837
Biogás		223	211	241	241
Otras renovables		0	0	40	80
Biomasa		677	613	815	1.408
Carbón		11.311	7.897	2.165	0
Ciclo combinado		26.612	26.612	26.612	26.612
Cogeneración		6.143	5.239	4.373	3.670
Fuel y Fuel/Gas (Territorios No Peninsulares)		3.708	3.708	2.781	1.854
Residuos y otros		893	610	470	341
Nuclear		7.399	7.399	7.399	3.181
Almacenamiento		0	0	500	2.500
Total		107.173	111.829	133.802	160.837

Figura 3.4 - Capacidade instalada das diversas tecnologias de produção no Cenário Objetivo, para o horizonte 2030.

3.5 Análise do RMSA 2020-2040

Compete à Direção Geral de Energia e Geologia, DGEG, a monitorização da segurança de abastecimento do Sistema Elétrico Nacional (SEN), promovendo a publicação com periodicidade bianual do “Relatório de Monitorização da Segurança de Abastecimento do Sistema Elétrico Nacional, RMSA-E”. O documento deste tipo mais recente foi publicado em 2019, RMSA-E 2019, e refere-se ao período de 2020 a 2040. Este relatório é fundamental para avaliar no médio e longo prazo, numa perspetiva de segurança de abastecimento, as necessidades do SEN. O RMSA-E deve abranger os requisitos estipulados na legislação, nomeadamente os definidos no artigo 63º do Decreto-Lei nº29/2006, de 15 de fevereiro, alterado pelo Decreto-Lei nº215-A/2012, de 8 de outubro, e no artigo 32º-A do Decreto-Lei nº172/2006, de 23 de agosto, alterado pelo Decreto-Lei nº215-B/2012, de 8 de outubro [17]:

- Avaliar e promover o equilíbrio entre a oferta e a procura no mercado nacional, para um período de cinco anos;

- Avaliar as perspetivas de segurança do fornecimento de eletricidade, para um período de 5 a 15 anos a partir da data do relatório;
- Estimar o nível de procura prevista e dos fornecimentos disponíveis;
- Avaliar a capacidade suplementar prevista ou em construção;
- Analisar as condições de segurança, a qualidade e o nível de manutenção das redes e as medidas destinadas a fazer face aos picos de procura e às falhas de um ou mais produtores ou comercializadores;
- Avaliar as intenções de investimento em capacidade de interligação transfronteiriça, pelo menos para os próximos cinco anos;

Na elaboração dos cenários e pressupostos que serviram de base ao estudo apresentado neste relatório foram consideradas as linhas de orientação de política energética referentes à segurança de abastecimento e à promoção de fontes de energia renovável e de medidas de eficiência energética, consubstanciadas no Plano Nacional de Ação para as Energias Renováveis (PNAER), no Plano Nacional de Ação para a Eficiência Energética (PNAEE) para o horizonte 2020 e no Plano Nacional de Energia e Clima (PNEC) para o horizonte 2030, designadamente através das projeções para o nível de procura e para a capacidade de oferta, tendo em vista analisar o equilíbrio entre a oferta e a procura e, ainda, proceder a uma análise sobre a existência de riscos de falha face a níveis extremos de procura ou alterações no desenvolvimento do sistema electroprodutor nacional [17].

Quanto aos cenários de procura, foi tida em conta a previsão da evolução das medidas de poupança de energia elétrica resultantes da adoção de medidas de eficiência energética, nomeadamente do PNAEE, para o horizonte 2020, e da Diretiva (UE) 2018/2002 do Parlamento Europeu e do Conselho de 11 de dezembro, que também altera a Diretiva 2012/27/EU, para o período 2021-2030, assim como a previsão da evolução da penetração nas vendas dos veículos elétricos e do aumento do autoconsumo, resultante quer das grandes instalações, quer das unidades de pequena produção (UPAC e UPP). Como resultado, o RMSA-E 2019 analisa cinco cenários de evolução da procura [17]:

1. Cenário Inferior Continuidade, que combina condições menos favoráveis de crescimento económico com um cenário moderado no que respeita aos objetivos de política energética (nível moderado de medidas de eficiência energética e expressão moderada na penetração dos VE);
2. Cenário Central Continuidade, que combina condições moderadas de crescimento económico com um cenário moderado dos objetivos de política energética (nível moderado de medidas de eficiência energética e expressão moderada na penetração dos VE);
3. Cenário Central Ambição, que combina condições moderadas de crescimento económico com um cenário mais ambicioso no que respeita aos objetivos de política energética (nível moderados de medidas de eficiência energética e progresso significativo na penetração dos VE);
4. Cenário Superior Ambição, que combina condições mais favoráveis de crescimento económico com um cenário mais ambicioso de objetivos de política energética (nível moderado de medidas de eficiência energética e progresso significativo na penetração dos VE);

5. Cenário Superior Ambição constituindo um teste de stress a cenários anteriores e respetivas evoluções do parque produtor. Este cenário considera as mesmas condições de crescimento económico e o mesmo cenário de objetivos de política energética que o Cenário Superior Ambição, mas assume uma evolução da capacidade instalada diferente, uma vez que considera apenas a entrada em exploração da capacidade em construção ou que se prevê inicie a sua construção até ao final de 2019, tendo por isso implícito um cenário de autoconsumo distinto.

Relativamente à mobilidade elétrica foram avaliadas diversas estimativas, tendo em conta a evolução prevista do número de veículos ligeiros de passageiros e de mercadorias e pesados de passageiros totalmente elétricos. Para efeitos do RMSA-E optou-se por considerar, no Cenário Continuidade, uma taxa de penetração de 40% de veículos ligeiros de passageiros e de mercadorias totalmente elétricos e 6% de veículos pesados de passageiros totalmente elétricos nas vendas de novos veículos em 2030, e no cenário Ambição 80% e 40%, respetivamente [17].

Para a evolução do número de veículos elétricos (VE) o Cenário Ambição corresponde às perspetivas definidas no PNEC. A evolução das vendas de VE no Cenário Ambição é coerente com a meta de incorporação de 20% de energias renováveis no consumo final bruto de energia nos transportes em 2030, definida no PNEC. O Cenário Continuidade prevê uma evolução mais conservadora da penetração de VE. No Cenário Ambição a mobilidade partilhada tem um papel crescente ao longo da década, ao passo que no Cenário Continuidade se assume a manutenção do paradigma atual de mobilidade individualizada. Como cenário base considerou-se [17]:

- Para os VE de passageiros e de mercadorias - 10% utilizam carregamento rápido associado à estratégia *Direct Recharging* e 90% utilizam carregamento lento;
- Para os VE pesados de passageiros - 10% utilizam carregamento rápido associado à estratégia *Direct Recharging* e 90% utilizam carregamento lento associado à estratégia *Valley Recharging*.

A fim de avaliar o impacto de diferentes estratégias de carregamento dos VE, para 2030 foram realizadas análises de sensibilidade, em que se assume, no caso dos 90% de VE ligeiros de passageiros e de mercadorias que utilizam carregamento lento, com consequências ao nível do agravamento da ponta de consumos anual. Na ocorrência da Trajetória Continuidade esse agravamento de ponta atinge os 300 MW e no caso da Trajetória Ambição ascende a 650 MW. Considerando todos estes aspetos, a Figura 3.5 apresenta a evolução da procura para os cinco cenários em estudo.

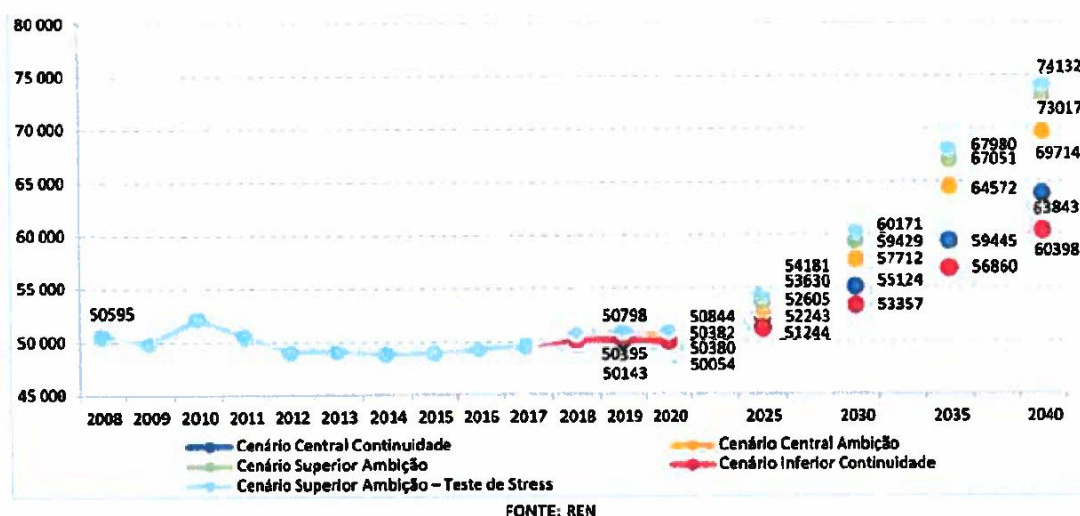


Figura 3.5 - Cenários de evolução do consumo referido à produção líquida considerados no RMSA-E 2019.

No âmbito desta dissertação foram utilizados os valores de energia elétrica consumida associados ao Cenário Central Ambição, quer para o ano de 2020 quer para 2030, 50,38 TWh e 57,7 TWh, respetivamente. Estes dois valores estimados para Portugal foram adicionados aos associados a Espanha e previstos no PNIEC de modo a obter a estimativa do consumo no sistema Ibérico em 2030. Assim, foi possível estimar um aumento de 8% do consumo de energia elétrica de 2020 para 2030 na Península Ibérica.

Relativamente ao número de veículos elétricos, o RMSA-E 2019 não especifica claramente o número de VE em circulação quer no ano de 2020 quer no ano de 2030. Todavia, em [16] refere-se que para 2030 se espera um aumento de 40 vezes do número atual de veículos elétricos, 16 300, para uns impressionantes 655 000. Assim sendo, supõe-se que os valores de consumo de energia elétrica previstos no RMSA-E 2019 já internalizam o impacto deste número de VE pelo que todas as análises realizadas no âmbito desta dissertação serão efetuadas tendo por base a existência de 655 000 veículos elétricos. Assim, ao realizar análises de sensibilidade ao número de veículos elétricos admite-se que esse número possa vir a ser superior a esse valor base.

Capítulo 4

Descrição da Metodologia Implementada

4.1 Introdução

Neste capítulo é descrita a metodologia utilizada para determinar o preço de mercado do MIBEL a longo prazo, de acordo com vários cenários da capacidade hídrica instalada. Para atingir este objetivo, foi desenvolvido um ficheiro Excel que permite construir as diversas curvas de ofertas de produção bem como a quantidade de energia negociada em 2030 (através duma estimativa) e que, posteriormente, permite obter estimativas dos preços de mercado.

Inicialmente, foram analisados 4 períodos distintos correspondentes cada uma das estações do ano, ou seja, na primavera, no verão, no outono e no inverno. Cada um dos dias analisados foi subdividido em 3 subperíodos, utilizando o fuso horário espanhol: hora de ponta (às 21.00 de Espanha e 20.00 em Portugal), hora de cheias (às 15.00 de Espanha e 14.00 em Portugal) e hora de vazio (às 03.00 de Espanha e 02.00 de Portugal).

Posteriormente, por consulta do PNEC Português e do PNIEC Espanhol foram obtidas estimativas da carga em 2020 e 2030 e de forma a obter uma estimativa da sua taxa de crescimento. De salientar, como já foi mencionado no Capítulo 3 da presente dissertação, que os dias analisados são referentes ao ano 2019, mas que as capacidades instaladas (referidas quer no PNEC Português quer no PNIEC Espanhol) se referem ao ano de 2020, uma vez que as capacidades instaladas de 2019 e 2020 não sofreram alterações significativas e de maneira a respeitar inteiramente os dados dos PNEC's.

Tendo em conta as referidas capacidades instaladas, foi em seguida estimado em cada um dos dias analisados a energia produzida por cada tecnologia. Para este efeito, foram estimadas percentagens de utilização das diferentes tecnologias tendo-se consultado o site do Centro de Informação da REN [19] que disponibiliza os diagramas de produção para cada tecnologia em Portugal. Para obter a mesma informação, mas em Espanha, consultou-se o site da demanda da REE [20]. Assim sendo, através do consumo verificado no dia em análise em 2019, foi obtida a produção de cada uma das tecnologias e através da divisão desse consumo pela energia máxima que seria possível produzir pela capacidade instalada dessa tecnologia em Portugal ou em Espanha, determinou-se a percentagem de utilização de cada tipo de tecnologia. Como se compreende, uma vez que o período de análise se refere a 1 hora, em termos numéricos o valor

da capacidade instalada em MW coincide com o valor da energia máxima que seria possível produzir por essa capacidade nessa hora em MWh.

Em seguida foram especificados preços de venda para as diferentes tecnologias incluindo as novas unidades Eólicas e Solares Fotovoltaicas (PV) que já não gozam do estatuto de Produção em Regime Especial. Foram ainda especificados preços de venda para as unidades hídricas de albufeira, centrais térmicas a carvão e a gás natural. Os preços de venda atribuídos a estas tecnologias variam entre 25,00 a 45,00 €/MWh. No subcapítulo 4.2 são abordados em maior detalhe os critérios adotados para fixar estes preços de venda.

Para cada uma das horas a analisar foi consultado o site do OMIE para obter a quantidade de energia negociada. Esta quantidade foi, depois, afetada por um fator superior à unidade para representar o crescimento esperado do consumo do ano de 2019 (ano dos dias em análise) para 2030. Por outro lado, tendo em conta as capacidades instaladas de cada tecnologia, as percentagens de utilização de cada uma delas e os preços correspondentes, foi construída a curva agregada das ofertas de venda. Esta curva foi então interseccionada com a reta vertical que representa o consumo na hora em análise de modo a obter o preço nessa hora em 2030. Os diversos preços assim obtidos foram utilizados para se obter uma estimativa do valor médio nos dias de semana e finalmente foi incorporado o efeito dos sábados e domingos, em que o preço de mercado é habitualmente um pouco menos que nos dias de semana.

4.2 Metodologia Desenvolvida

A metodologia desenvolvida baseou-se na utilização da aplicação *Microsoft Excel* para tratamento dos dados retirados do PNEC Português, do PNIEC Espanhol e do RMSA-E, para a construção gráfica das curvas de produção e, em seguida, obter o preço do mercado com base nas percentagens de utilização das distintas tecnologias tendo em conta as horas e os cenários a analisar. Para este efeito, foram desenvolvidos três cenários: cenário base, cenário com acréscimo de 30% da capacidade instalada hídrica e por fim, cenário com acréscimo de 30% do número de Veículos Elétricos, VEs. Os dias de semana de cada um destes três cenários subdividem-se em 3 subperíodos: ponta, cheias e vazio. Para efeitos de simulação, considerou-se que a hora 21.00 é representativa das horas de ponta, a hora 15.00 representa as horas cheias e a hora 03.00 representa as horas de vazio. Foram analisados 4 dias ao longo do ano, cada um deles correspondente a um dia de semana de cada uma das estações do ano. Assim, os dias escolhidos foram o dia 4 dos meses de janeiro, abril, julho e outubro e têm um espaçamento de 4 meses entre eles de maneira a uniformizar os resultados estabelecidos. De salientar que nenhum destes 4 dias correspondeu a um sábado ou domingo. Como tal, posteriormente, será efetuado uma média pesada dos preços de modo a considerar o efeito dos sábados ou domingos, uma vez que em geral os preços de mercado nestes dias são inferiores aos obtidos para os dias de semana.

A informação retirada do PNEC Português, do PNIEC Espanhol e do RMSA-E acerca da carga, quer em Portugal quer em Espanha, foi analisada e tratada tendo-se obtido os valores indicados na Tabela 4.1.

Carga Portugal + Espanha (TWh)						
Cenário	Portugal 2020- Cenário Central Ambição	Portugal 2030- Cenário Central Ambição	Espanha 2020 Tendencial	Espanha 2020 Objetivo	Espanha 2030 Tendencial	Espanha 2030 Objetivo
Carga	50,38	57,7	232	240,5	253	249,2

Tabela 4.1 - Carga na Península Ibérica nos diferentes cenários.

Em seguida, o valor do consumo em Portugal em 2020 para o Cenário Central de Ambição foi adicionado ao valor da carga em cada um dos cenários de Espanha para 2020 (Tendencial e Objetivo). Repetiu-se o mesmo procedimento para 2030 tendo-se obtidos os resultados apresentados na Tabela 4.2.

Carga Portugal + Espanha (TWh)		
Ano 2020	Carga objetivo	290,88
	Carga tendencial	282,38
	Média	286,63
Ano 2030	Carga objetivo	306,9
	Carga tendencial	310,7
	Média	308,8

Tabela 4.2 - Carga na Península Ibérica final para os diferentes cenários e respetiva média.

Assim sendo, a Taxa de Variação da Carga, TVC, entre 2020 e 2030 é calculada considerando (4.1) a (4.3).

$$Taxa\ de\ Variação\ da\ Carga = \frac{Carga\ ano\ 2030 - Carga\ ano\ 2020}{Carga\ ano\ 2020} \times 100 \quad (4.1)$$

$$Taxa\ de\ Variação\ da\ Carga = \frac{308,80 - 286,63}{286,63} \times 100 \quad (4.2)$$

$$Taxa\ de\ Variação\ da\ Carga = 7,73\% \quad (4.3)$$

Assim, de 2020 para 2030 estima-se que a carga terá um aumento de 7,73% tendo em conta as informações constantes nos três documentos analisados.

Posteriormente, foi consultado o site do OMIE, de onde se pode retirar o preço de mercado e quantidade de energia negociada no Mercado Diário. A Figura 4.1 ilustra o exemplo do dia 4 de janeiro de 2019 para a hora 15.00.

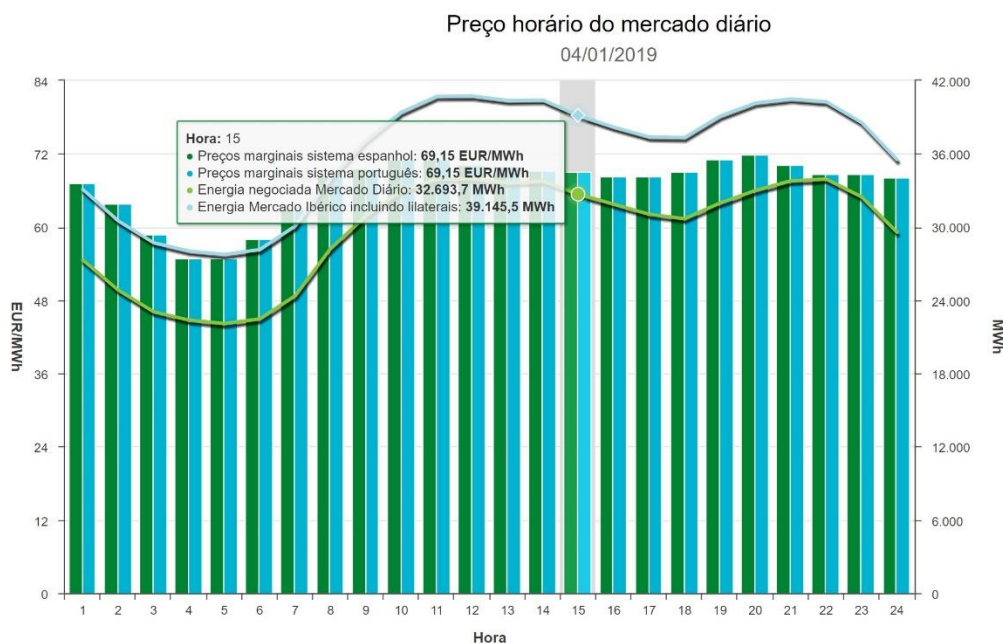


Figura 4.1 - Dados do OMIE para o dia 4-01-2019 e para a hora 15.00.

Como se pode observar através da Figura 4.1, podemos obter diversas informações tais como:

- Hora, neste caso escolhida a hora 15.00 pois era uma das horas em análise;
- Preços marginais do sistema Espanhol;
- Preços marginais do sistema Português;
- Energia negociada no Mercado Diário;
- Energia total negociada no Mercado Ibérico incluindo bilaterais;

O processo de aquisição destes dados foi realizado manualmente para as horas em análise dos respetivos dias. Posteriormente, esses dados foram organizados numa tabela e, ainda, calculada a nova quantidade de energia negociada, estimada para o ano de 2030. Esta estimativa para cada uma das horas analisadas em 2030 foi obtida tendo em conta o valor da energia negociada que se retira do site do OMIE para 2019 e a taxa de crescimento da carga de 7,73% de 2020 para 2030 que foi obtida anteriormente.

Para se calcular a carga em 2030 em relação a um dia análogo em 2019 utilizou-se a taxa de aumento calculada em (4.1), (4.2) e (4.3) obtendo-se assim (4.4).

$$\text{Quantidade Negociada em 2030} = \text{Quantidade em 2019} + \text{Quantidade em 2019} \times 7,73\% \quad (4.4)$$

Por exemplo, para o dia 4 de janeiro de 2019 na hora 3.00, obtêm-se os valores indicados em (4.5) e (4.6).

$$\text{Quantidade Negociada em 2030} = 23054,2 + 23054,2 \times 7,73\% \quad (4.5)$$

$$\text{Quantidade Negociada em 2030} = 24837,38 \text{ MW} \quad (4.6)$$

Posteriormente realizou-se o mesmo procedimento que em (4.4), (4.5) e (4.6) para as restantes horas e dias em análise. Os valores assim obtidos são apresentados na Tabela 4.3

Dados do site OMIE e carga para 2030								
Ano	Mês	Dia	Dia da semana	Hora	Estação do Ano	Preço (€/ MWh)	Quantidade Negociada 2019 (MW)	Quantidade 2030 (MW)
2019	Jan	4	Sexta-feira	3,00	Inverno	58,89	23054,20	24837,38
2019	Jan	4	Sexta-feira	15,00	Inverno	69,15	32693,70	35222,46
2019	Jan	4	Sexta-feira	21,00	Inverno	70,2	33783,20	36396,23
2019	Abril	4	Quinta-feira	3,00	Primavera	44,62	20349,10	21923,04
2019	Abril	4	Quinta-feira	15,00	Primavera	53,64	28538,80	30746,19
2019	Abril	4	Quinta-feira	21,00	Primavera	56,11	27782,10	29930,96
2019	Jul	4	Quinta-feira	3,00	Verão	48,24	21614,80	23286,64
2019	Jul	4	Quinta-feira	15,00	Verão	54,44	34015,60	36646,61
2019	Jul	4	Quinta-feira	21,00	Verão	54,63	31255,00	33672,48
2019	Outubro	4	Sexta-feira	3,00	Outono	50,15	20005,30	21552,65
2019	Outubro	4	Sexta-feira	15,00	Outono	52,27	30540,30	32902,50
2019	Outubro	4	Sexta-feira	21,00	Outono	56,52	30075,90	32402,18

Tabela 4.3 - Dados do site OMIE para os diversos dias e horas e a nova carga para 2030.

Como passo seguinte são efetuados vários cálculos para aferir qual a capacidade instalada das hídricas, ou seja, discriminar a capacidade das hídricas em albufeira e hídricas de fio-de-água. Tendo em conta a informação disponível para Portugal, as albufeiras representam 70% da capacidade hídrica instalada, enquanto os fios-de-água representam apenas 30%. Segundo os dados do PNEC Português e do PNIEC Espanhol apresentados no Capítulo 3 a capacidade hídrica atualmente instalada em Portugal é de 7000 MW e em Espanha é de 16800 MW (incluindo o *bombeo mixto*). Assim, foram obtidos os seguintes valores para 2020 e para 2030 que se apresentam na Tabela 4.4 para o cenário base, nos anos de 2020 e de 2030.

Hídricas no MIBEL					
País	Ano	Capacidade Instalada (MW)	Tipo	Distribuição das Hídricas	Energia Máxima (MWh)
Portugal	2020	7000	Albufeiras	70%	4900
			Fios de Água	30%	2100
	2030	8500	Albufeiras	70%	5950
			Fios de Água	30%	2550
Espanha	2020	16700	Albufeiras	70%	11690
			Fios de Água	30%	5010
	2030	Não ocorreu incremento	Albufeiras	70%	igual a 2020
			Fios de Água	30%	igual a 2020

Tabela 4.4 - Capacidade instalada em Portugal e em Espanha em 2020 e em 2030 para o cenário base.

Posto isto, a única informação em falta corresponde ao preço de venda a considerar para cada tecnologia. Como se explicará nos parágrafos seguintes, os preços de venda especificados para cada tecnologia são baseados na situação atual em termos da gestão do sistema electroprodutor.

Como já foi referido inicialmente as PRE (sobretudo eólica e solares) que estão já instaladas em 2020 entram no mercado a preço 0,00 €/MWh, uma vez que têm prioridade no despacho e recebem as tarifas *feed in* subsidiadas.

Para as capacidades instaladas ou concessionadas mais recentemente, nomeadamente para as unidades fotovoltaicas, têm sido realizados concursos e os preços aceites no ano de 2019 para as unidades fotovoltaicas oscilaram entre os 20,00 e 30,00 €/MWh.

Para as centrais hídricas a fio de água, uma vez que não há capacidade de armazenamento ou esta é muito reduzida, o preço será zero. Para as centrais hídricas de albufeiras o preço será mais elevado - tendo sido fixado em 45,00€/MWh - para evitar que essa água seja utilizada com demasiada frequência e, assim, seja guardada para períodos de maior escassez, ou seja, para efetuar uma gestão do recurso primário (água neste caso).

Para as centrais de ciclo combinado a gás natural o preço estabelecido foi de 25,00 €/MWh, em linha com os valores verificados atualmente para esta tecnologia.

Já para o carvão, no caso de Portugal em 2030 esta tecnologia estará completamente desativada e somente do lado Espanhol existirá uma capacidade instalada já bastante reduzida em relação ao valor atual (cerca de 2200 MW instalados). Devido ao preço da tonelada de carvão ter subido, ao aumento do preço das licenças da emissão de CO₂ e ao custo de transporte do carvão desde os portos marítimos e os locais em que estas centrais se situam, o preço de venda das centrais a carvão para 2030 foi estabelecido em 50,00€/MWh. Assim, esta tecnologia tem preço mais elevado face às restantes tecnologias pelo que a sua utilização será certamente muito reduzida e apenas em períodos em que o consumo seja mais elevado.

Por fim, é possível construir as tabelas para as horas em análise dos respetivos dias com base na informação reunida e explicada anteriormente. Através dessas tabelas e das percentagens de utilização de cada tecnologia é possível construir a curva agregada das ofertas de venda para o período em análise ordenando por ordem crescente dos preços as diversas

tecnologias. Esta curva ao interseitar a linha vertical que representa a carga estimada para a hora em análise de 2030 permite obter o preço de mercado para essa hora. O gráfico que nos fornece a informação relativamente ao preço de mercado para o ano de 2030 é construído tendo em conta as percentagens de utilização de cada tecnologia para cada hora em análise de um dos dias selecionados.

A Tabela 4.5 apresenta as potências instaladas no ano de 2020 e os incrementos estimados para o ano de 2030 face a 2020 no Cenário Base e para a hora 15.00, das diferentes tecnologias de produção. O ano de 2020 apresenta a capacidade instalada atualmente, enquanto que os valores para o ano de 2030 correspondem ao aumento que estes sofreram face ao valor atual. Assim sendo, a capacidade instalada em 2030 resulta da soma do valor de 2020 com o incremento para 2030. Em certos casos, não se verifica aumento em 2030, pelo que a capacidade instalada em 2030 será igual á de 2020.

Por exemplo, de acordo com os PNEC's, em 2020 estão instalados cerca de 28 000 MW de capacidade Eólica em Espanha e em 2030 estarão instalados cerca de 38 000 MW. Assim, o valor que aparecerá na tabela relativamente à Eólica em Espanha 2030 será de 10 000 MW.

De salientar que para as hídricas, no lado de Espanha não se prevê que a capacidade instalada desta tecnologia aumente em 2030 e, assim sendo, o valor no ano de 2030 é igual ao de 2020.

Relativamente às centrais de ciclo combinado e às nucleares a capacidade instalada em 2020 é igual em 2030. Já para o carvão, esta tecnologia deixará de estar presente no mix energético em Portugal em 2030. No entanto, ainda estarão instalados cerca de 2000 MW em centrais térmicas a carvão em Espanha em 2030.

Cenário Base - 4 de janeiro - Hora 15.00 (cheias)						
Tipo de Tecnologia	Ano/ incremento	País	Potência Instalada (MW)	Porcentagem de utilização associado ao dia e hora	Quantidade de energia Cenário Base (MWh)	Preço (€/MWh)
Eólica	2020	Port	5400	10%	540	0
		Esp	28000	15%	4200	0
	2030 (incremento face a 2020)	Port	3000	10%	300	30
		Esp	10000	15%	1500	30
PV	2020	Port	2000	15%	300	0
		Esp	8900	30%	2670	0
	2030 (incremento face a 2020)	Port	7000	15%	1050	40
		Esp	10000	30%	3000	40
Hídrica fio	2020	Port	2100	45%	945	0
		Esp	5010	25%	1252,5	0
	2030 (incremento face a 2020)	Port	450	45%	202,5	0
		Esp	igual a 2020			
Hídrica alb	2020	Port	4900	10%	490	45
		Esp	11690	25%	2922,5	45
	2030 (incremento face a 2020)	Port	1050	10%	105	45
		Esp	igual a 2020			
Ciclo combinado	2020	Port	3800	65%	2470	25
		Esp	26600	40%	10640	25
	2030 (incremento face a 2020)	Port	igual a 2020			
		Esp	igual a 2020			
Nucleares	2020	Port	0	0%	0	-
		Esp	7400	95%	7030	0
	2030 (incremento face a 2020)	Port	igual a 2020			
		Esp	igual a 2020			
Biomassa	2020	Port	400	45%	180	0
		Esp	677	45%	304,65	0
	2030 (incremento face a 2020)	Port	100	45%	45	20
		Esp	igual a 2020			
Carvão	2030	Port	0	0%	0	-
		Esp	2200	5%	110	50

Tabela 4.5 - Cenário Base para a hora 15.00: diferentes potências instaladas, percentagens de utilização, quantidades de energia e preços para as diferentes tecnologias nos anos de 2020 e 2030.

Com a informação da Tabela 4.5 é, então, possível construir uma nova tabela com os pontos que serão utilizados para obter o gráfico desejado. Assim sendo, inicia-se no ponto 0 do eixo dos xx que representa a quantidade de energia (MWh) e no ponto do eixo dos yy que representa o preço (€/MWh) das diferentes tecnologias. Organizando por ordem crescente dos preços e somando as quantidades de energia, obtém-se a Tabela 4.6 que será então a base para construir o gráfico que pretendemos obter.

Construção do gráfico	
Eixo x	Eixo y
MWh	preço
0	0
7030	0
7570	0
11770	0
12070	0
14740	0
14920	0
15224,65	0
16169,65	0
16477,15	0
16679,65	0
16679,65	20
16724,65	20
16724,65	25
19194,65	25
29834,65	25
29834,65	30
30134,65	30
31634,65	30
31634,65	40
32684,65	40
35684,65	40
35684,65	45
36174,65	45
39097,15	45
39202,15	45
39202,15	50
39312,15	50

Tabela 4.6 - Pontos a utilizar para construir a curva agregada das ofertas de venda.

Para a construção da reta vertical que representa a carga, são necessários 2 pontos. A Tabela 4.7 apresenta esses pontos necessários. A informação relativa ao eixo dos xx provém da Tabela 4.3, uma vez que esta apresenta a Carga para o dia e hora em análise no ano de 2030. Neste caso seria o dia 4 de janeiro e hora 15.

Carga	
eixo x	eixo y
35222,463	0
35222,463	55

Tabela 4.7 - Pontos para construção da reta vertical representativa da carga em 2030 na hora 15.00 do dia 4 de janeiro.

Utilizando esta informação, a Figura 4.2 apresenta um exemplo de um dos gráficos construídos, neste caso para a hora 15.00 do dia 4 de janeiro de 2030.

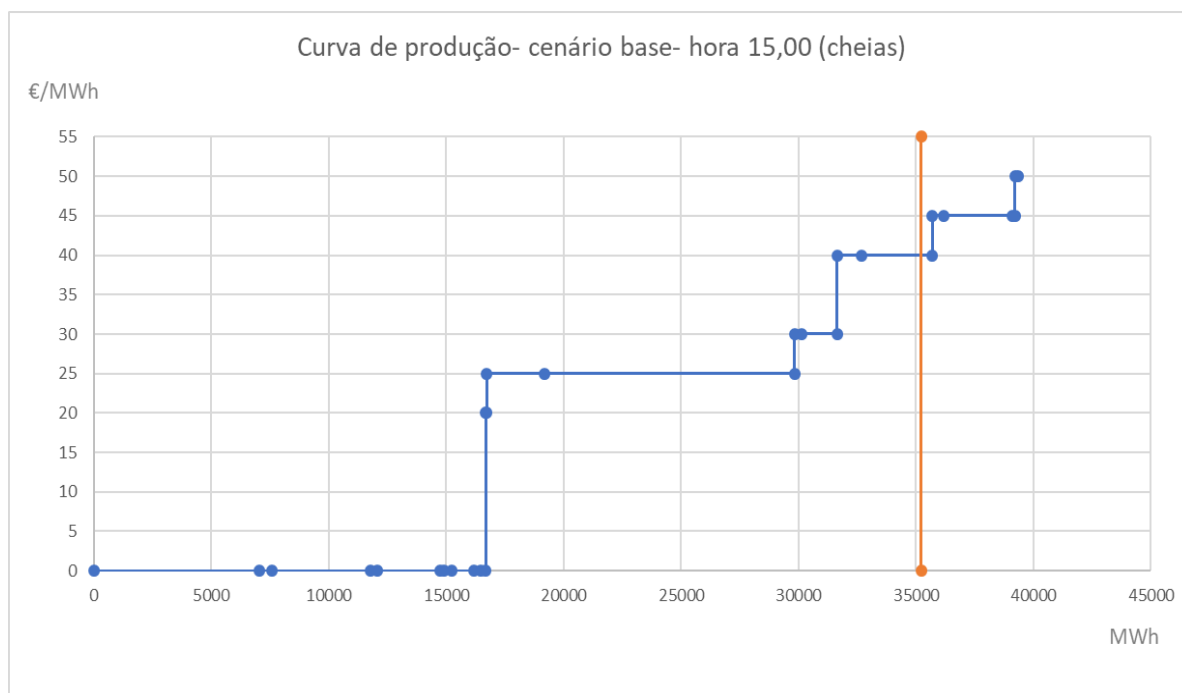


Figura 4.2 - Curva de produção do cenário base para a hora 15.00 do dia 4 de janeiro de 2030.

Pode-se concluir que o preço de mercado para a hora em questão é de 40,00 €/MWh. Em seguida, realiza-se a construção gráfica análoga a esta para as restantes horas que se pretende analisar. No final da análise de cada cenário obtém-se 12 preços, ou seja, cada cenário subdivide-se em 4 dias com 3 horas analisadas em cada um deles.

Como, neste caso os dias em análise correspondem a dias de semana é importante considerar o impacto dos sábados e domingos uma vez que, em geral, nestes dias o preço de mercado reduz-se. Para este efeito foi realizada a média pesada que se indica na secção seguinte.

4.2.1 Obtenção do preço médio anual considerando o impacto dos sábados e domingos

Uma vez que os dias analisados são todos dias da semana, neste caso correspondem a quinta ou sexta-feira, e como os preços de mercado aos fins-de-semana são em geral mais baixos, o impacto dos sábados e domingos foi considerado através de uma média pesada dos preços ao longo da semana.

Assim sendo, através do site do OMIE foram obtidos os preços médios de mercado, quer do lado Espanhol quer do lado Português, dois dias de 4 semanas representativas dos meses de janeiro, abril, julho e outubro. Em seguida, foi obtida a média de todos os preços do lado Português para os dias de semana e também para o lado Espanhol. Seguidamente, efetua-se a média entre estes dois preços de modo a obter o preço médio na Península, na eventualidade desses preços terem sido diferentes nos dois países por uma eventual ativação do mecanismo de *Market Splitting*.

Em seguida, procedeu de modo análogo considerando os preços no sábado e no domingo. Utilizando, finalmente, os valores médios dos preços obtidos para os dias de semana, para o sábado e para o domingo, foram obtidas as percentagens que representam os preços médios no sábado e domingo face ao preço médio nos dias de semana. Na Tabela 4.8 encontra-se um exemplo dos resultados obtidos para a semana de 14 a 20 de janeiro de 2019.

semana 14 a 20 de janeiro							
Dia	14	15	16	17	18	19	20
Dia da semana	2ª feira	3ª feira	4ª feira	5ª feira	6ª feira	sábado	domingo
Preço Médio Portugal (€/MWh)	66,19	67,02	69,43	65,57	67,98	64,65	61,75
Preço Médio Espanha (€/MWh)	63,34	67,02	69,43	65,6	67,98	64,65	61,75
Média Portugal (€/MWh) semana	67,24						
Média Espanha (€/MWh) semana	66,67						
Média Pt+Esp (€/MWh) semana	66,96						
Média sábados (€/MWh)	64,65						
Média domingos (€/MWh)	61,75						
% preços sábado	96,56						
% preços domingo	92,22						

Tabela 4.8 - Preços médios de mercado do Mercado Diário para a semana 14 a 20 de janeiro.

A percentagem dos preços de sábado e domingo face ao preço de mercado nos dias de semana foi calculada através das expressões (4.7) e (4.8).

$$\% \text{ preços sábados} = \frac{\text{média preços sábados}}{\text{média preços dias de semana (Pt + Esp)}} \times 100 \quad (4.7)$$

$$\% \text{ preços domingo} = \frac{\text{média preços domingos}}{\text{média preços dias de semana (Pt + Esp)}} \times 100 \quad (4.8)$$

No caso desta semana, podemos perceber que os preços no sábado e no domingo são ligeiramente mais baixos que os preços durante os dias de semana, embora fosse expectável que essa diferença fosse mais acentuada. Em seguida, este procedimento foi repetido para as outras 3 semanas referidas de início. Os valores obtidos para cada uma delas são apresentados nas Tabelas 4.9, 4.10 e 4.11.

semana 15 a 21 de abril							
Dia	18	19	20	21	22	23	24
Dia da semana	2ª feira	3ªfeira	4ªfeira	5ªfeira	6ªfeira	sábado	domingo
Preço Médio Portugal (€/MWh)	53,78	57,17	47,43	55,81	40,37	35,23	39,69
Preço Médio Espanha (€/MWh)	53,8	57,17	47,05	55,09	37,31	31,75	39,69
Média Portugal (€/MWh) semana	50,91						
Média Espanha (€/MWh) semana	50,08						
Média Pt+Esp (€/MWh) semana	50,50						
Média sábados (€/MWh)	33,49						
Média domingos (€/MWh)	39,69						
% preços sábado	66,32						
% preços domingo	78,60						

Tabela 4.9 - Preços médios de mercado do Mercado Diário para a semana 15 a 21 de abril.

semana 15 a 21 de julho							
Dia	15	16	17	18	19	20	21
Dia da semana	2ª feira	3ªfeira	4ªfeira	5ªfeira	6ªfeira	sábado	domingo
Preço Médio Portugal (€/MWh)	52,36	51,5	52,67	53,92	52,46	50,59	49,30
Preço Médio Espanha (€/MWh)	52,36	51,5	52,67	53,92	52,46	50,59	49,30
Média Portugal (€/MWh) semana	52,58						
Média Espanha (€/MWh) semana	52,58						
Média Pt+Esp (€/MWh) semana	52,58						
Média sábados (€/MWh)	50,59						
Média domingos (€/MWh)	49,30						
% preços sábado	96,21						
% preços domingo	93,76						

Tabela 4.10 - Preços médios de mercado do Mercado Diário para a semana 15 a 21 de julho.

semana 21 a 27 de outubro							
Dia	21	22	23	24	25	26	27
Dia da semana	2ª feira	3ªfeira	4ªfeira	5ªfeira	6ªfeira	sábado	domingo
Preço Médio Portugal (€/MWh)	54,34	49,4	45,82	45,76	48,8	45,86	46,11
Preço Médio Espanha (€/MWh)	54,34	49,4	45,74	45,4	48,8	45,86	46,11
Média Portugal (€/MWh) semana	48,82						
Média Espanha (€/MWh) semana	48,74						
Média Pt+Esp (€/MWh) semana	48,78						
Média sábados (€/MWh)	45,86						
Média domingos (€/MWh)	46,11						
% preços sábado	94,01						
% preços domingo	94,53						

Tabela 4.11 - Preços médios de mercado do Mercado Diário para a semana 21 a 27 de outubro.

Em seguida, realizou-se a média das 4 percentagens relativas aos dias de sábado e também aos dias de domingo. A Tabela 4.12 apresenta os valores obtidos relativamente à percentagem média dos preços de mercado nos dias de sábado e domingo face ao valor médio nos dias de semana.

média global (%)		
semana	sábados	domingos
100	88,28	89,78

Tabela 4.12 - Contribuição dos sábados e domingos para o preço de mercado.

Nos sábados o preço médio é cerca de 12% inferior ao preço médio dos dias de semana, enquanto que nos domingos o preço médio é cerca de 10% inferior.

Sabe-se que durante um ano existem 52 semanas pelo que existem 5x52 dias de semana, 1x52 sábados e 1x52 domingos. A Tabela 4.13 demonstra a quantidade de dias associada a cada um destes períodos.

Nº de dias de semana, sábados e domingos num ano			
nº dias de semana	nº de sábados	nº de domingos	nº dias total
260	52	52	364

Tabela 4.13 - Número de dias de semana, sábados e domingos num ano.

Segundo a artigo 31º do Regulamento Tarifário [18], no horário de hora de verão (meses de maio a outubro) existem durante os dias de semana:

- 3 horas de ponta;
- 14 horas de cheias;
- 7 horas de vazio+ super vazio;

Já para o horário de inverno (meses de novembro a abril) existem [18]:

- 5 horas de ponta;
- 12 horas de cheias;
- 7 horas de vazio + super vazio;

Depois de obter todos os preços de mercado associados a um dos cenários analisados, ou seja, 12 preços (referentes às 3 horas em análise de cada dia dos 4 meses em análise) podemos realizar a média de cada dia e, posteriormente, obter o valor médio anual considerando apenas os dias de semana. Na Tabela 4.14 encontram-se os preços obtidos através dos gráficos construídos no cenário base, para os dias de semana. Estes preços obtidos graficamente encontram-se nas colunas da hora 21, hora 15 e hora 03. A média diária e a média anual foram calculadas através das expressões indicadas (4.9) a (4.12). De salientar que esta média anual

ainda não contém o efeito dos sábados e domingos em que, como se verificou, os preços são ligeiramente inferiores.

preços médios diários dias de semana (€/MWh)						
Horário	Mês	hora 21	hora 15	hora 03	média diária	média anual
		ponta	cheias	vazio		
inverno	jan	45	40	45	42,50	36,98
inverno	abr	30	30	25	28,54	
verão	jul	45	45	30	40,63	
verão	out	45	40	25	36,25	

Tabela 4.14 - Preços médios para cada dia dos meses em análise e preço médio anual para o cenário base.

A média diária para os dias com hora de inverno foi obtida através da expressão (4.9).

preço dia da semana (hora de inverno) =

$$\frac{(\text{preço h de ponta} \times 5) + (\text{preço h de cheias} \times 12) + (\text{preço h de vazio} \times 7)}{24} \quad (4.9)$$

Por outro lado, a média diária para os dias com hora de verão foi obtida através da expressão (4.10).

preço dia da semana (hora de verão) =

$$\frac{(\text{preço h de ponta} \times 3) + (\text{preço h de cheias} \times 14) + (\text{preço h de vazio} \times 7)}{24} \quad (4.10)$$

O valor médio anual obtém-se considerando que os 260 dias de semana se repartem igualmente pelos 4 períodos considerados, de tal modo que cada valor médio diário é representativo de 65 dias de semana. A expressão (4.11) demonstra como se obtém o valor médio anual para os dias semana indicando-se em (4.12) o valor obtido para o cenário base.

média anual =

$$\frac{(\text{preço h inverno1} \times 65) + (\text{preço h inverno2} \times 65) + (\text{preço h verão1} \times 65) + (\text{preço h verão2} \times 65)}{260} \quad (4.11)$$

$$\text{preço final dias de semana} = 36,98 \text{ (€/MWh)} \quad (4.12)$$

Com o valor médio anual do preço para os dias de semana, é possível, finalmente, calcular o valor médio anual do preço de mercado considerando o impacto dos sábados e domingos. Este valor é obtido pelo quociente entre:

- a soma de três produtos:
 - o preço médio anual obtido para os dias de semana multiplicado por 100% e pelo número de dias de semana num ano (260);

- o preço médio anual obtido para os dias de semana multiplicado pela percentagem do preço correspondente aos sábados e pelo número de sábados existentes num ano (52);
- o preço médio anual obtido para os dias de semana multiplicado pela percentagem do preço correspondente aos domingos e pelo número de domingos existentes num ano (52);
- o produto do número total de dias do ano por 100, tendo em conta que o numerador desta fração contém diversas percentagens.

A expressão (4.13) representa o caso geral, enquanto que as expressões (4.14) e (4.15) são relativas aos valores obtidos para o cenário base.

preço final c/ sábados e domingos =

$$\frac{(média\ anual \times \% \text{ semana} \times 260) + (média\ anual \times \% \text{ sábados} \times 52) + (média\ anual \times \% \text{ domingos} \times 52)}{364 \times 100} \quad (4.13)$$

preço final c/ sábados e domingos =

$$\frac{(média\ anual \times 100\% \times 260) + (média\ anual \times 88,2752\% \times 52) + (média\ anual \times 89,7767\% \times 52)}{364 \times 100} \quad (4.14)$$

$$preço\ final\ c/\ sábados\ e\ domingos = 35,82\ (\text{€/MWh}) \quad (4.15)$$

Como se pode observar pelos valores indicados, ocorreu uma redução do preço após considerar o efeito dos sábados e domingos. Esta redução é pouco acentuada, mas, em qualquer caso, este efeito deverá ser tido em conta para obter uma estimativa do valor médio anual de maior qualidade.

Capítulo 5

Resultados Obtidos

5.1 Introdução

Neste capítulo são apresentados os resultados obtidos para cada um dos três cenários analisados, com base na metodologia apresentada no Capítulo 4. Estes três cenários são os seguintes:

- Cenário Base, CBase - este cenário reflete a evolução da potência instalada prevista no PNEC Português e no PNIEC Espanhol bem como a variação da carga estimada no RMSA-E para Portugal;
- Cenário com aumento de 30% da capacidade hídrica instalada, CMaisHid - neste cenário admite-se que a potência instalada em unidades hídricas a fio de água e de albufeira aumenta de 30% em 2030 face ao previsto no PNEC Português e no PNIEC Espanhol;
- Cenário com aumento de 30% do número de veículos elétricos, CMaisVEs - neste cenário admite-se que o número de Veículos Elétricos, VEs, em 2030 aumenta de 30% face ao que se encontra implícito nos cenários apresentados no PNEC Português e no PNIEC Espanhol bem como no RMSA-E.

Assim, os cenários CMaisHid e CMaisVEs representam análises de sensibilidade do cenário CBase ao aumento da potência instalada hídrica, por um lado, e ao aumento do consumo por via do aumento do número de Veículos Elétricos, por outro, de modo a estimar o impacto destas alterações no preço médio de mercado.

Os dias analisados representam 4 períodos durante um ano e são referentes às 4 estações do ano. Será, assim, de esperar que por exemplo no mês de julho exista uma maior percentagem de utilização da tecnologia de solar fotovoltaica e também uma maior utilização das hídricas em albufeira. No entanto, no inverno, será de esperar que exista uma menor utilização das hídricas em albufeira, e um aumento das hídricas de fio de água e da produção eólica.

Nas secções seguintes serão apresentadas as tabelas que suportam os gráficos obtidos e, ainda, os próprios gráficos para o CBase de todas as horas em análise (03.00, 15.00 e 21.00). Para o CMaisHid as tabelas e gráficos serão apenas apresentados para o dia 4 de janeiro e 4 de julho, sendo que nos restantes dias serão apresentados apenas preços finais obtidos. Para o

CMaisVEs as mesmas horas serão analisadas, no entanto, as tabelas existentes nos outros dois cenários não serão apresentados uma vez que as capacidades instaladas e as percentagens de utilização de cada tecnologia são as mesmas entre CBase e CMaisVEs. Somente se verifica um aumento na carga sendo este aspeto explicada detalhadamente no subcapítulo referente ao CMaisVes.

Por fim, são apresentados os preços obtidos para cada cenário e efetuada uma comparação entre cada um destes, com base nas análises de sensibilidade efetuadas.

5.2 Cenário Base

Este cenário base, CBase reflete a evolução da potência instalada prevista nos PNEC's e ainda a variação da carga estimada para Portugal no RMSA-E. Assim sendo, neste subcapítulo 5.2 serão apresentados os resultados obtidos, começando por apresentar as tabelas necessárias para a construção dos gráficos das propostas de venda que, posteriormente, permitem obter os preços para as horas em análise para o ano de 2030.

5.2.1 Dia 4 de janeiro

Para o dia 4 de janeiro (inverno) serão analisadas 3 horas distintas como já foi referido anteriormente: hora 3.00 (vazio), hora 15.00 (cheias) e hora 21.00 (ponta). A Tabela 5.1 apresenta os valores utilizados para as potências instaladas, percentagem de utilização de cada tecnologia, quantidade de energia produzida e preço de cada tecnologia para o CBase para a hora 3.00 considerados para 2020. Para 2030, os valores indicados nesta tabela bem como nas tabelas apresentadas nas subseções seguintes para os diversos dias e horas analisadas correspondem aos incrementos de potência instalada que se estima virem a ocorrer de 2020 para 2030 bem como a percentagem de utilização, a quantidade de energia e o preço associados a esse incremento de potência.

Cenário Base - 4 de janeiro - Hora 3.00 (vazio)						
Tipo de Tecnologia	Ano/ incremento	País	Potência Instalada (MW)	Porcentagem de utilização associado ao dia e hora	Quantidade de energia Cenário Base (MWh)	Preço (€/MWh)
Eólica	2020	Port	5400	45%	2430	0
		Esp	28000	15%	4200	0
	2030 (incremento face a 2020)	Port	3000	45%	1350	30
		Esp	10000	15%	1500	30
PV	2020	Port	2000	0%	0	0
		Esp	8900	0%	0	0
	2030 (incremento face a 2020)	Port	7000	0%	0	40
		Esp	10000	0%	0	40
Hídrica fio	2020	Port	2160	15%	324	0
		Esp	5010	10%	501	0
	2030 (incremento face a 2020)	Port	450	15%	67,5	0
		Esp	igual a 2020			
Hídrica alb	2020	Port	5040	5%	252	45
		Esp	11690	10%	1169	45
	2030 (incremento face a 2020)	Port	1050	5%	52,5	45
		Esp	igual a 2020			
Ciclo combinado	2020	Port	3800	35%	1330	25
		Esp	26600	20%	5320	25
	2030 (incremento face a 2020)	Port	igual a 2020			
		Esp	igual a 2020			
Nucleares	2020	Port	0	0%	0	-
		Esp	7400	95%	7030	0
	2030 (incremento face a 2020)	Port	igual a 2020			
		Esp	igual a 2020			
Biomassa	2020	Port	400	45%	180	0
		Esp	677	45%	304,65	0
	2030 (incremento face a 2020)	Port	100	45%	45	20
		Esp	igual a 2020			
Carvão	2030	Port	0	0%	0	-
		Esp	2200	5%	110	50

Tabela 5.1 - CBase, dia 4 de janeiro para a hora 3.00: diferentes potências instaladas, percentagens de utilização, quantidades de energia e preços para as diferentes tecnologias nos anos de 2020 e 2030.

Através da informação apresentada na Tabela 5.1 e de acordo com as indicações fornecidas no Capítulo 4, obteve-se o gráfico representado na Figura 5.1 representando a curva agregada das ofertas de venda e a reta que representa a estimativa da carga.

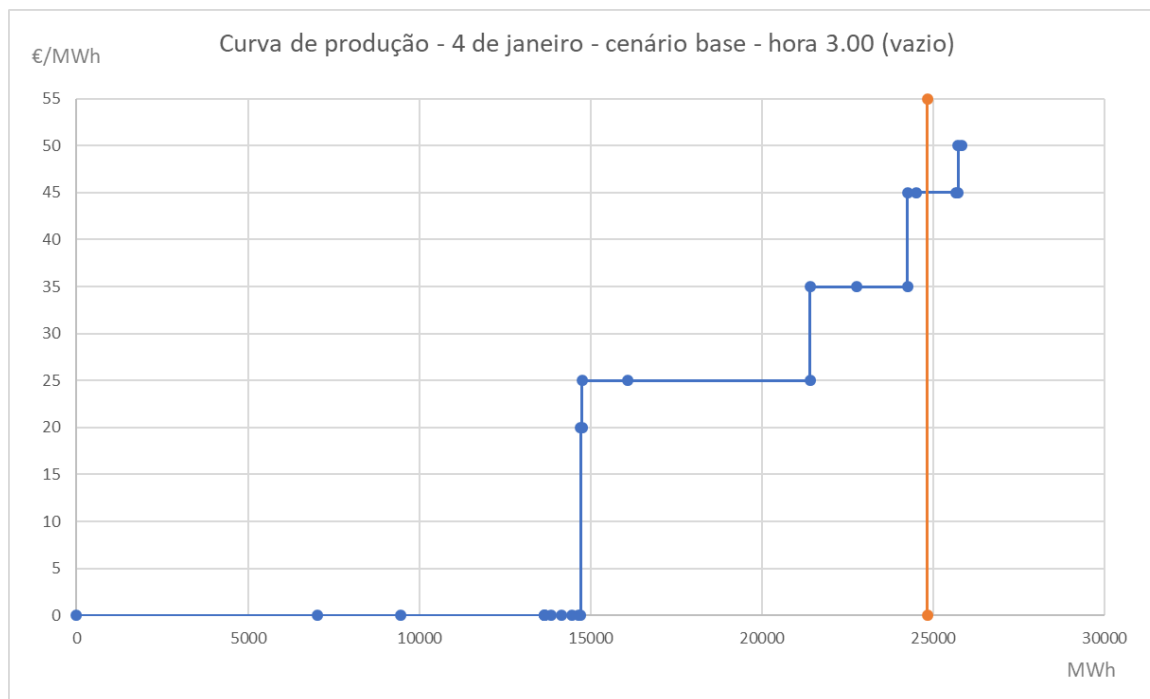


Figura 5.1 - Curva de produção do CBase para a hora 3.00 (vazio) do dia 4 de janeiro de 2030.

Através da análise gráfica podemos verificar que o preço obtido para a hora 3.00 (vazio) do dia 4 de janeiro de 2030 será de 45,00 €/MWh. Importa salientar que o segmento correspondente à produção em centrais a carvão com preço 50€/MWh é muito reduzido (cerca de 100 MWh) e apenas se refere a centrais Espanholas e assim, torna-se quase impercetível no gráfico.

Em seguida será analisada a hora 15.00 (cheias). De salientar, o aumento das percentagens de utilização em certas tecnologias como a solar fotovoltaico, uma vez que de noite não existe luz solar. Apesar da Tabela 5.2 ter sido apresentada também no Capítulo 4 para exemplificar a metodologia adotada, foi apresentada novamente no capítulo 5 a fim de ser mais fácil de seguir as análises e comparações efetuadas entre as diversas horas e dias dos cenários analisados.

Cenário Base - 4 de janeiro - Hora 15.00 (cheias)						
Tipo de Tecnologia	Ano/ incremento	País	Potência Instalada (MW)	Percentagem de utilização associado ao dia e hora	Quantidade de energia Cenário Base (MWh)	Preço (€/MWh)
Eólica	2020	Port	5400	10%	540	0
		Esp	28000	15%	4200	0
	2030 (incremento face a 2020)	Port	3000	10%	300	30
		Esp	10000	15%	1500	30
PV	2020	Port	2000	15%	300	0
		Esp	8900	30%	2670	0
	2030 (incremento face a 2020)	Port	7000	15%	1050	40
		Esp	10000	30%	3000	40
Hídrica fio	2020	Port	2100	45%	945	0
		Esp	5010	25%	1252,5	0
	2030 (incremento face a 2020)	Port	450	45%	202,5	0
		Esp	igual a 2020			
Hídrica alb	2020	Port	4900	10%	490	45
		Esp	11690	25%	2922,5	45
	2030 (incremento face a 2020)	Port	1050	10%	105	45
		Esp	igual a 2020			
Ciclo combinado	2020	Port	3800	65%	2470	25
		Esp	26600	40%	10640	25
	2030 (incremento face a 2020)	Port	igual a 2020			
		Esp	igual a 2020			
Nucleares	2020	Port	0	0%	0	-
		Esp	7400	95%	7030	0
	2030 (incremento face a 2020)	Port	igual a 2020			
		Esp	igual a 2020			
Biomassa	2020	Port	400	45%	180	0
		Esp	677	45%	304,65	0
	2030 (incremento face a 2020)	Port	100	45%	45	20
		Esp	igual a 2020			
Carvão	2030	Port	0	0%	0	-
		Esp	2200	5%	110	50

Tabela 5.2 - CBase, dia 4 de janeiro para a hora 15.00: diferentes potências instaladas, percentagens de utilização, quantidades de energia e preços para as diferentes tecnologias nos anos de 2020 e 2030.

Como foi dito anteriormente, e por consulta de [19] e [20] algumas percentagens de utilização são alteradas como a Eólica, em que diminui, a Hídrica que sofre um aumento significativo, dado um maior consumo de energia face ao verificado na hora 3.00. Também o Ciclo Combinado aumenta, de forma mais acentuada, uma vez que a percentagem de utilização que foi retirada de [19] e [20] não era suficiente para alimentar a carga. Como tal, a percentagem de utilização das centrais de ciclo combinado sofreu um aumento de 10% em Portugal e de 10% em Espanha.

Assim, obteve-se o gráfico referente à Tabela 5.1 e que nos fornece o preço para a hora em questão. A Figura 5.2 apresenta o gráfico referido.

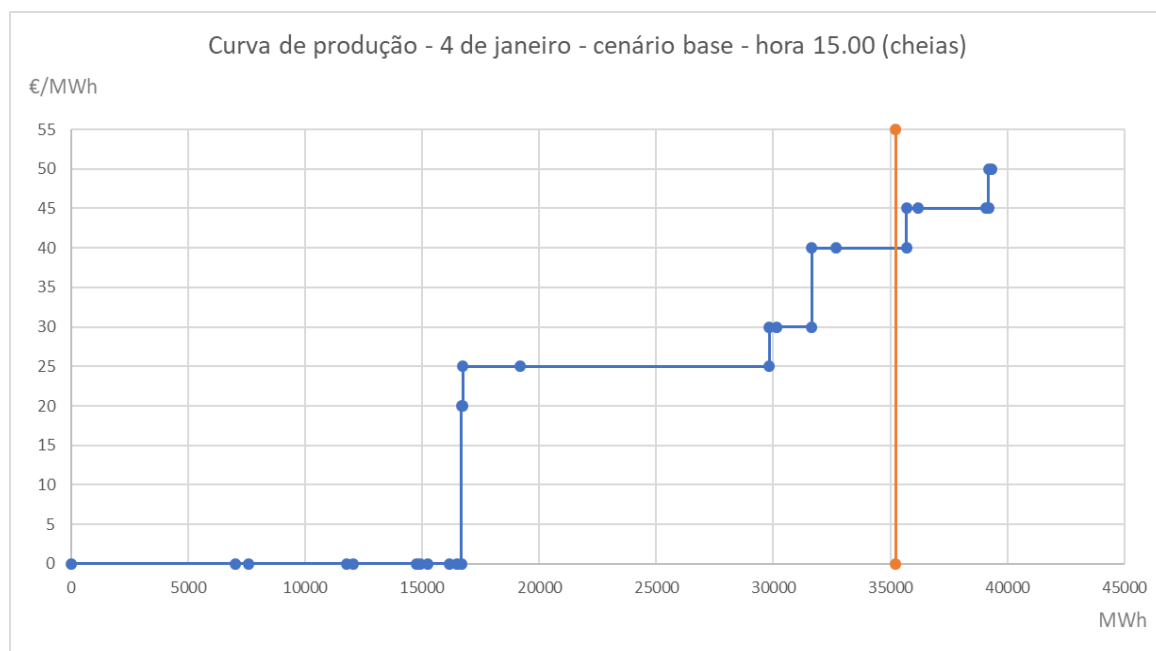


Figura 5.2 - Curva de produção do CBase para a hora 15.00 (cheias) do dia 4 de janeiro de 2030.

O preço obtido para a hora 15.00 do dia 4 de janeiro foi de 40,00 €/MWh.

Para finalizar a análise do dia 4 de janeiro falta somente a hora 21.00 (ponta), em que se verifica um aumento significativo da energia Hídrica, em cerca de 15% face à hora 15.00. Importa realçar que também para a hora 21.00 foi necessário aumentar em 10% do lado de Portugal e 10% do lado de Espanha a percentagem de utilização das centrais de ciclo combinado uma vez que a produção não conseguia alimentar a carga. A Tabela 5.3 apresenta os valores obtidos para a hora de ponta.

Cenário Base - 4 de janeiro - Hora 21.00 (ponta)						
Tipo de Tecnologia	Ano/ incremento	País	Potência Instalada (MW)	Percentagem de utilização associado ao dia e hora	Quantidade de energia Cenário Base (MWh)	Preço (€/MWh)
Eólica	2020	Port	5400	25%	1350	0
		Esp	28000	20%	5600	0
	2030 (incremento face a 2020)	Port	3000	25%	750	30
		Esp	10000	20%	2000	30
PV	2020	Port	2000	0%	0	0
		Esp	8900	0%	0	0
	2030 (incremento face a 2020)	Port	7000	0%	0	40
		Esp	10000	0%	0	40
Hídrica fio	2020	Port	2160	50%	1080	0
		Esp	5010	35%	1753,5	0
	2030 (incremento face a 2020)	Port	450	50%	225	0
		Esp	igual a 2020			
Hídrica alb	2020	Port	5040	30%	1512	45
		Esp	11690	35%	4091,5	45
	2030 (incremento face a 2020)	Port	1050	30%	0	45
		Esp	igual a 2020			
Ciclo combinado	2020	Port	3800	60%	2280	25
		Esp	26600	45%	11970	25
	2030 (incremento face a 2020)	Port	igual a 2020			
		Esp	igual a 2020			
Nucleares	2020	Port	0	0%	0	-
		Esp	7400	95%	7030	0
	2030 (incremento face a 2020)	Port	igual a 2020			
		Esp	igual a 2020			
Biomassa	2020	Port	400	45%	180	0
		Esp	677	45%	304,65	0
	2030 (incremento face a 2020)	Port	100	45%	45	20
		Esp	igual a 2020			
Carvão	2030	Port	0	0%	0	-
		Esp	2200	5%	110	50

Tabela 5.3 - CBase dia 4 de janeiro para a hora 21.00: diferentes potências instaladas, percentagens de utilização, quantidades de energia e preços para as diferentes tecnologias nos anos de 2020 e 2030.

Em seguida, constrói-se o gráfico relativo à Tabela 5.3 e daí obtemos o preço relativo à hora 21.00 do dia 4 de janeiro. A Figura 5.3 ilustra o gráfico para a hora 21.00.

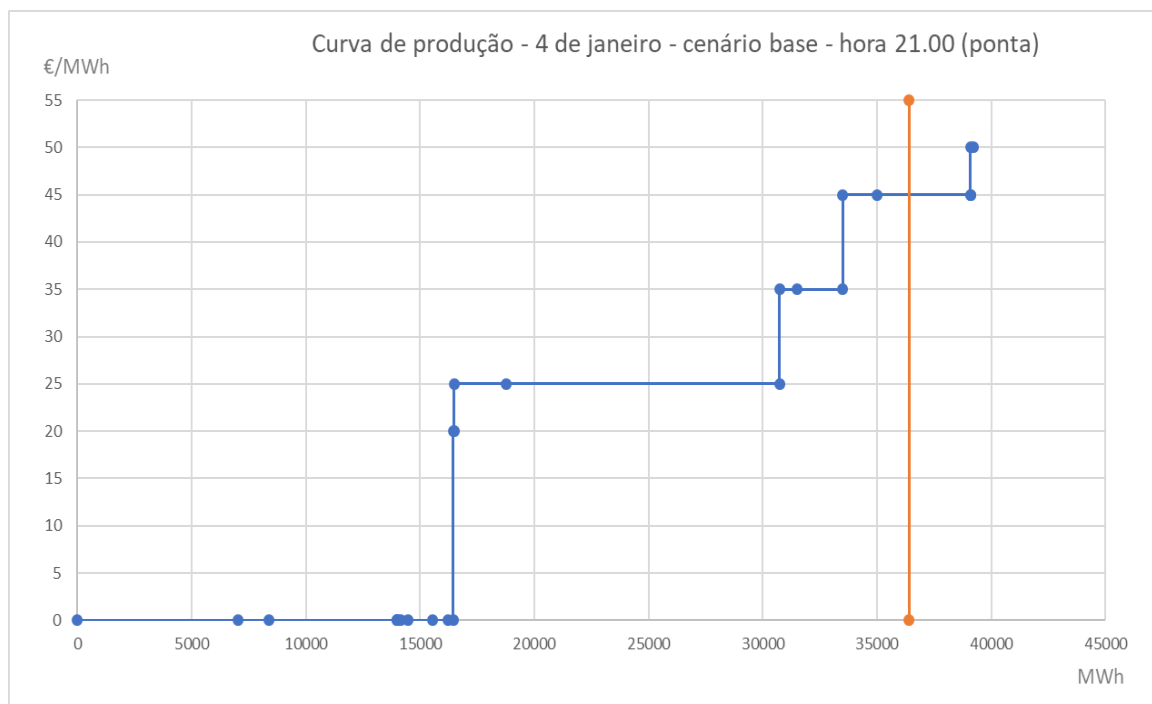


Figura 5.3 - Curva de produção do CBase para a hora 21.00 (ponta) do dia 4 de janeiro de 2030.

Por fim, o preço de mercado para a hora 21.00 (ponta) do dia 4 de janeiro é de 45,00 €/MWh.

Finalizada a análise e obtenção dos preços de mercado para o dia 4 de janeiro, a Tabela 5.4 resume os preços obtidos. Estes 3 preços, serão depois organizados com os restantes 3 preços de cada dia do CBase para ser calculado o preço médio anual com efeito dos sábados e domingos tendo este processo sido explicado detalhadamente na secção 4.2.1.

Preços dia 4 de janeiro	
Hora	Preço (€/MWh)
3.00	45,00
15.00	40,00
21.00	45,00

Tabela 5.4 - Preços obtidos para o dia 4 de janeiro de 2030 organizados pelas horas analisadas.

5.2.2 Dia 4 de abril

Para o dia 4 de abril (primavera) foram também analisadas as horas 3.00 (vazio), 15.00 (cheias) e 21.00 (ponta). A Tabela 5.5 apresenta as capacidades instaladas e as respetivas percentagens de utilização para cada tecnologia para o CBase para a hora 3.00 (vazio).

Cenário Base - 4 de abril - Hora 3.00 (vazio)						
Tipo de Tecnologia	Ano/ incremento	País	Quantidade MW- geral	Percentagem de utilização associado ao dia e hora	Quantidade de energia Cenário Base (MWh)	Preço (€/MWh)
Eólica	2020	Port	5400	35%	1890	0
		Esp	28000	25%	7000	0
	2030 (incremento face a 2020)	Port	3000	35%	1050	30
		Esp	10000	25%	2500	30
PV	2020	Port	2000	0%	0	0
		Esp	8900	0%	0	0
	2030 (incremento face a 2020)	Port	7000	0%	0	40
		Esp	10000	0%	0	40
Hídrica fio	2020	Port	2160	0%	0	0
		Esp	5010	10%	501	0
	2030 (incremento face a 2020)	Port	390	0%	0	0
		Esp	igual a 2020			
Hídrica alb	2020	Port	5040	0%	0	45
		Esp	11690	10%	1169	45
	2030 (incremento face a 2020)	Port	910	0%	0	45
		Esp	igual a 2020			
Ciclo combinado	2020	Port	3800	30%	1140	25
		Esp	26600	20%	5320	25
	2030 (incremento face a 2020)	Port	igual a 2020			
		Esp	igual a 2020			
Nucleares	2020	Port	0	0%	0	-
		Esp	7400	95%	7030	0
	2030 (incremento face a 2020)	Port	0	0%	0	-
		Esp	igual a 2020			
Biomassa	2020	Port	400	35%	140	0
		Esp	677	35%	236,95	0
	2030 (incremento face a 2020)	Port	100	35%	35	20
		Esp	igual a 2020			
Carvão	2030	Port	0	0%	0	-
		Esp	2200	5%	110	50

Tabela 5.5 - CBase, dia 4 de abril para a hora 3.00: diferentes potências instaladas, percentagens de utilização, quantidades de energia e preços para as diferentes tecnologias nos anos de 2020 e 2030.

Relativamente ao dia 4 de janeiro para a mesma hora, verifica-se que ocorreu uma diminuição da energia Eólica produzida. Apesar de, teoricamente, na primavera existir mais vento, neste dia tal não sucedeu. Verificou-se, ainda, diminuição da produção de origem Hídrica, quer fios de água quer albufeiras. As primeiras, devido ao facto de haver menos pluviosidade no mês de abril face ao mês de janeiro e, assim sendo, os fios de água que não

possuem capacidade de armazenamento diminuem a sua produção. Relativamente às Albufeiras, como o consumo a essa hora não é significativo e o seu preço é elevado, estas não têm a necessidade de produzir. Nas centrais de Ciclo Combinado ocorreu uma diminuição por dois motivos: diminuição do consumo nessa hora face ao dia 4 de janeiro e também devido ao facto de não ter sido necessário aumentar a sua percentagem de utilização para alimentar a carga (ao contrário do que foi efetuado no dia 4 de janeiro para a hora 3.00).

O gráfico relativo à Tabela 5.5 encontra-se representado na Figura 5.4.

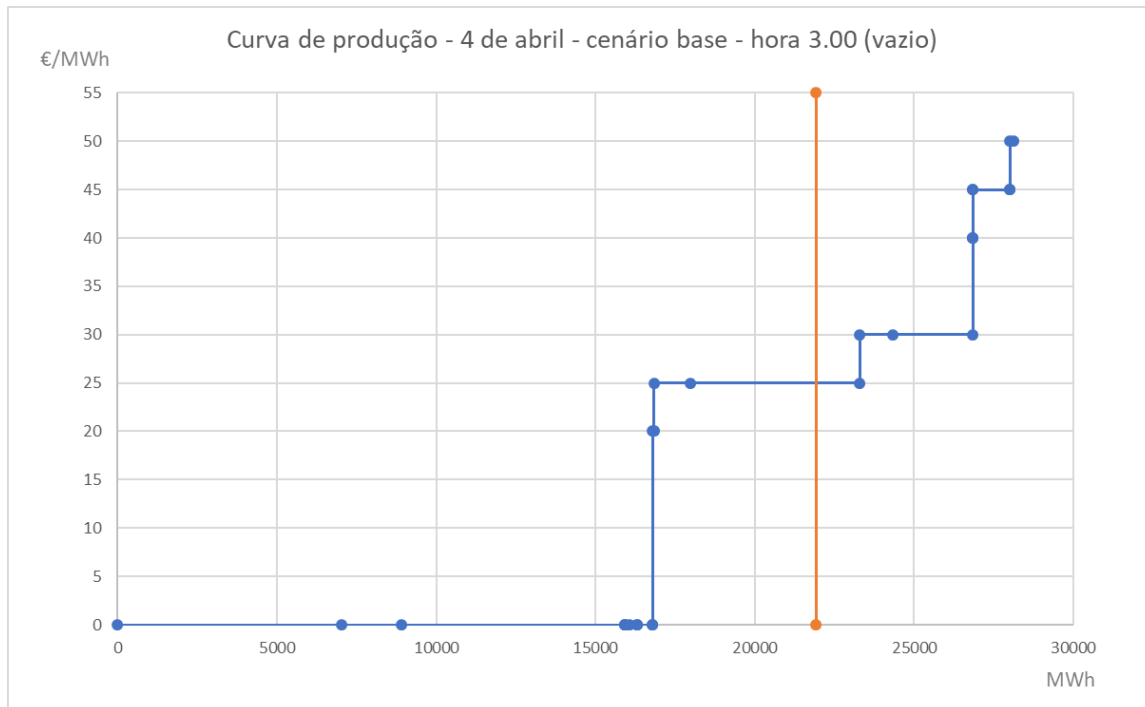


Figura 5.4 - Curva de produção do CBase para a hora 3.00 (vazio) do dia 4 de abril de 2030.

O preço para a hora 3.00 do dia 4 de abril de 2030 será 25,00 €/MWh. Verifica-se, assim, que ocorreu uma diminuição face à mesma hora do dia 4 de janeiro. Tal sucede, uma vez que a carga a alimentar é menor.

Em seguida, será analisada a hora 15.00 (cheias) onde será expectável que ocorra um aumento não só da produção solar fotovoltaica (obviamente por existir luz solar), mas também das hídricas e ciclo combinado, por existir um maior consumo. A Tabela 5.6 apresenta os valores das capacidades instaladas e as respetivas percentagens de utilização para cada tecnologia para o CBase para a hora 15.00 (cheias).

Cenário Base - 4 de abril - Hora 15.00 (cheias)						
Tipo de Tecnologia	Ano/ incremento	País	Quantidade MW- geral	Porcentagem de utilização associado ao dia e hora	Quantidade de energia Cenário Base (MWh)	Preço (€/MWh)
Eólica	2020	Port	5400	35%	1890	0
		Esp	28000	25%	7000	0
	2030 (incremento face a 2020)	Port	3000	35%	1050	30
		Esp	10000	25%	2500	30
PV	2020	Port	2000	25%	500	0
		Esp	8900	40%	3560	0
	2030 (incremento face a 2020)	Port	7000	25%	1750	40
		Esp	10000	40%	4000	40
Hídrica fio	2020	Port	2160	10%	216	0
		Esp	5010	15%	751,5	0
	2030 (incremento face a 2020)	Port	450	10%	45	0
		Esp	igual a 2020			
Hídrica alb	2020	Port	5040	5%	252	45
		Esp	11690	15%	1753,5	45
	2030 (incremento face a 2020)	Port	1050	5%	52,5	45
		Esp	igual a 2020			
Ciclo combinado	2020	Port	3800	40%	1520	25
		Esp	26600	20%	5320	25
	2030 (incremento face a 2020)	Port	igual a 2020			
		Esp	igual a 2020			
Nucleares	2020	Port	0	0%	0	-
		Esp	7400	95%	7030	0
	2030 (incremento face a 2020)	Port	0	0%	0	-
		Esp	igual a 2020			
Biomassa	2020	Port	400	45%	180	0
		Esp	677	45%	304,65	0
	2030 (incremento face a 2020)	Port	100	45%	45	20
		Esp	igual a 2020			
Carvão	2030	Port	0	0%	0	-
		Esp	2200	5%	110	50

Tabela 5.6 - CBase, dia 4 de abril para a hora 15.00: diferentes potências instaladas, percentagens de utilização, quantidades de energia e preços para as diferentes tecnologias nos anos de 2020 e 2030.

Naturalmente, verificou-se um aumento do solar fotovoltaico, uma vez que neste período a radiação solar é mais significativa em relação ao inverno. As Hídricas de fio de água diminuíram significativamente a sua produção, derivado ao facto de haver menor pluviosidade. Já as albufeiras diminuíram cerca de 10% a sua produção, já que o consumo neste período foi menor. As centrais de Ciclo Combinado também apresentam uma diminuição da sua percentagem de utilização por existir menor consumo.

O gráfico relativo à Tabela 5.6 encontra-se representado na Figura 5.5.

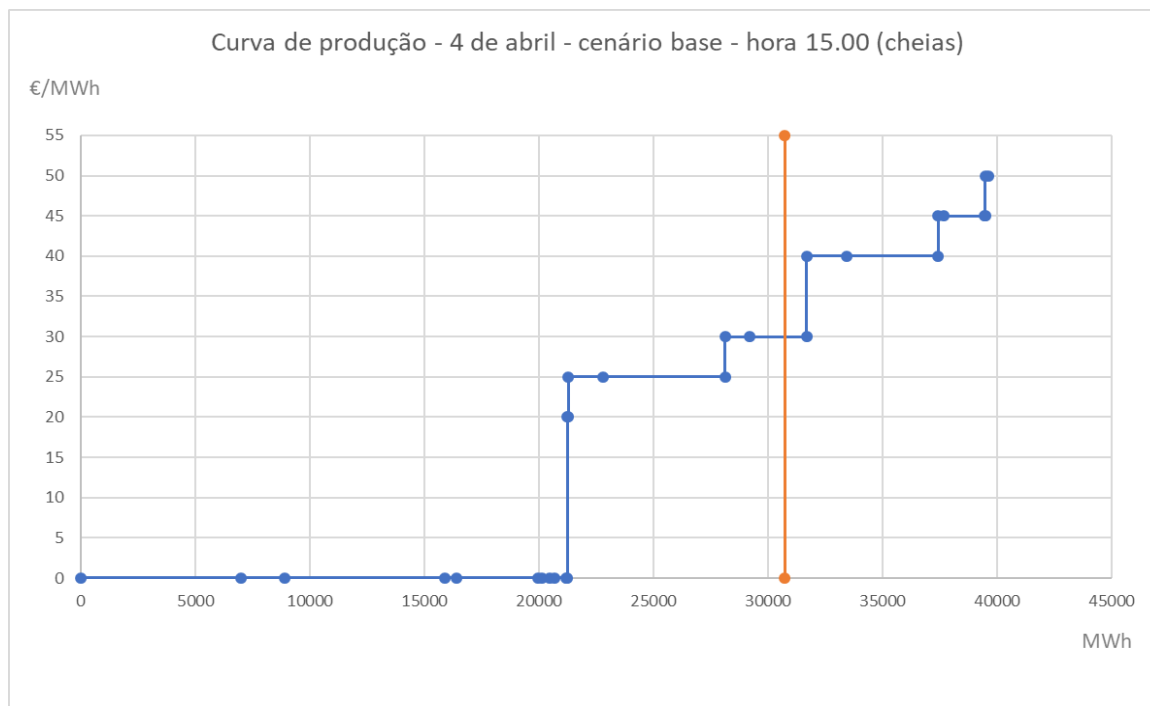


Figura 5.5 - Curva de produção do Cbase para a hora 15.00 (cheias) do dia 4 de abril de 2030.

O preço para a hora 15.00 do dia 4 de abril de 2030 será 30,00 €/MWh. Verifica-se, assim, que ocorreu uma diminuição face à mesma hora do dia 4 de janeiro. Tal sucede, uma vez que a carga a alimentar é menor.

Para finalizar a análise do dia 4 de abril, em seguida será analisada a hora 21.00 (ponta) onde será expectável que ocorra uma diminuição face à hora 15.00 do solar fotovoltaico (obviamente por inexistência de luz solar).

Verificou-se um aumento da produção de energia em unidades Eólicas, muito provavelmente devido a um período com mais vento. As Hídricas e centrais de Ciclo combinado também aumentaram a sua produção, visto que na hora de ponta existe um maior consumo. A Tabela 5.7 apresenta os valores das capacidades instaladas e as respetivas percentagens de utilização para cada tecnologia para o CBase para a hora 21.00 (ponta).

Cenário Base - 4 de abril - Hora 21.00 (ponta)						
Tipo de Tecnologia	Ano/ incremento	País	Quantidade MW- geral	Percentagem de utilização associado ao dia e hora	Quantidade de energia Cenário Base (MWh)	Preço (€/MWh)
Eólica	2020	Port	5400	50%	2700	0
		Esp	28000	25%	7000	0
	2030 (incremento face a 2020)	Port	3000	50%	1500	30
		Esp	10000	25%	2500	30
PV	2020	Port	2000	0%	0	0
		Esp	8900	0%	0	0
	2030 (incremento face a 2020)	Port	7000	0%	0	40
		Esp	10000	0%	0	40
Hídrica fio	2020	Port	2160	55%	1188	0
		Esp	5010	25%	1252,5	0
	2030 (incremento face a 2020)	Port	390	55%	214,5	0
		Esp	igual a 2020			
Hídrica alb	2020	Port	5040	20%	1008	45
		Esp	11690	25%	2922,5	45
	2030 (incremento face a 2020)	Port	910	20%	182	45
		Esp	igual a 2020			
Ciclo combinado	2020	Port	3800	40%	1520	25
		Esp	26600	30%	7980	25
	2030 (incremento face a 2020)	Port	igual a 2020			
		Esp	igual a 2020			
Nucleares	2020	Port	0	0%	0	-
		Esp	7400	95%	7030	0
	2030 (incremento face a 2020)	Port	0	0%	0	-
		Esp	igual a 2020			
Térmica	2020	Port	400	45%	180	0
		Esp	677	45%	304,65	0
	2030 (incremento face a 2020)	Port	100	45%	45	20
		Esp	igual a 2020			
Carvão	2030	Port	0	0%	0	-
		Esp	2200	5%	110	50

Tabela 5.7 - CBase, dia 4 de abril para a hora 21.00: diferentes potências instaladas, percentagens de utilização, quantidades de energia e preços para as diferentes tecnologias nos anos de 2020 e 2030.

Para além do aumento da eólica, registou-se um ligeiro aumento da hídrica face ao dia de inverno. Não seria expectável, mas uma vez que as estações do ano são cada vez menos definidas (devido às alterações climáticas), por vezes pode acontecer que um dia de primavera tenha mais pluviosidade que um dia de inverno. A produção das centrais de ciclo combinado permaneceu praticamente inalterada, mas com a particularidade de nesta hora do dia 4 de abril não ter sido necessário aumentar a sua percentagem de utilização por incapacidade de alimentar a carga (como foi verificado no dia 4 de janeiro).

O gráfico relativo à Tabela 5.7 encontra-se representado na Figura 5.6.

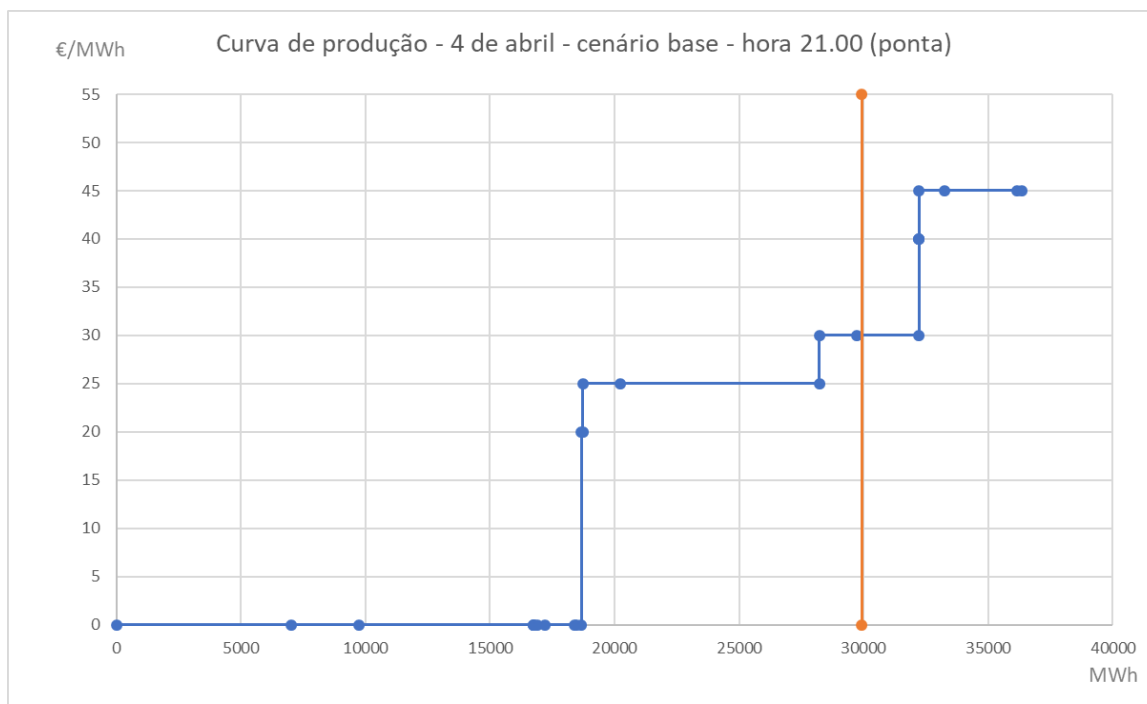


Figura 5.6 - Curva de produção do CBase para a hora 21.00 (ponta) do dia 4 de abril de 2030.

O preço para a hora 21.00 do dia 4 de abril de 2030 será 30,00 €/MWh. Verifica-se que o preço diminui face à mesma hora do dia 4 de janeiro. Tal sucede, uma vez que a carga a alimentar é menor e, ainda, devido ao facto de existir cerca de 25% mais de energia Eólica o que faz diminuir o preço de mercado.

Finalizada a análise e obtenção dos preços para o dia 4 de abril, a Tabela 5.8 resume os preços obtidos. Estes 3 preços, serão depois organizados com os restantes 3 preços de cada dia do CBase para ser calculado o preço médio anual com efeito dos sábados e domingos tendo este processo sido detalhado na secção 4.2.1.

Preços dia 4 de abril	
Hora	Preço (€/MWh)
3.00	25,00
15.00	30,00
21.00	30,00

Tabela 5.8 - Preços obtidos para o dia 4 de abril de 2030 organizados pelas horas analisadas.

5.2.3 Dia 4 de julho

Para o dia 4 de julho (verão) foram, também, analisadas as horas 3.00 (vazio), 15.00 (cheias) e 21.00 (ponta). A Tabela 5.9 apresenta as capacidades instaladas e as respetivas percentagens de utilização para cada tecnologia para o CBase para a hora 3.00 (vazio).

Cenário Base - 4 de julho - Hora 3.00 (vazio)						
Tipo de Tecnologia	Época	País	Quantidade MW- geral	Percentagem de utilização associado ao dia e hora	Quantidade de energia Cenário Base (MWh)	Preço (€/MWh)
Eólica	2020	Port	5400	15%	810	0
		Esp	28000	20%	5600	0
	2030 (incremento face a 2020)	Port	3000	15%	450	30
		Esp	10000	20%	2000	30
PV	2020	Port	2000	0%	0	0
		Esp	8900	0%	0	0
	2030 (incremento face a 2020)	Port	7000	0%	0	40
		Esp	10000	0%	0	40
Hídrica fio	2020	Port	2160	0%	0	0
		Esp	5010	5%	250,5	0
	2030 (incremento face a 2020)	Port	390	0%	0	0
		Esp	igual a 2020			
Hídrica alb	2020	Port	5040	0%	0	45
		Esp	11690	5%	584,5	45
	2030 (incremento face a 2020)	Port	910	0%	0	45
		Esp	igual a 2020			
Ciclo combinado	2020	Port	3800	40%	1520	25
		Esp	26600	25%	6650	25
	2030 (incremento face a 2020)	Port	igual a 2020			
		Esp	igual a 2020			
Nucleares	2020	Port	0	0%	0	-
		Esp	7400	95%	7030	0
	2030 (incremento face a 2020)	Port	igual a 2020			
		Esp	igual a 2020			
Biomassa	2020	Port	400	40%	160	0
		Esp	613	40%	245,2	0
	2030 (incremento face a 2020)	Port	100	40%	40	20
		Esp	igual a 2020			
Carvão	2030	Port	0	0%	0	-
		Esp	2200	5%	110	50

Tabela 5.9 - CBase, dia 4 de julho para a hora 3.00: diferentes potências instaladas, percentagens de utilização, quantidades de energia e preços para as diferentes tecnologias nos anos de 2020 e 2030.

Relativamente aos dois dias analisados anteriormente (4 de janeiro e 4 de abril) para a mesma hora, verifica-se que existe efetivamente menos energia Eólica produzida, visto que os meses de verão são predominantemente menos ventosos face aos meses de inverno e primavera. A esta hora não ocorreu um consumo elevado e assim sendo, as hídricas de albufeira

(que são normalmente mais utilizadas no verão) não tiveram uma grande percentagem de utilização.

O gráfico relativo à Tabela 5.9 encontra-se representado na Figura 5.7.

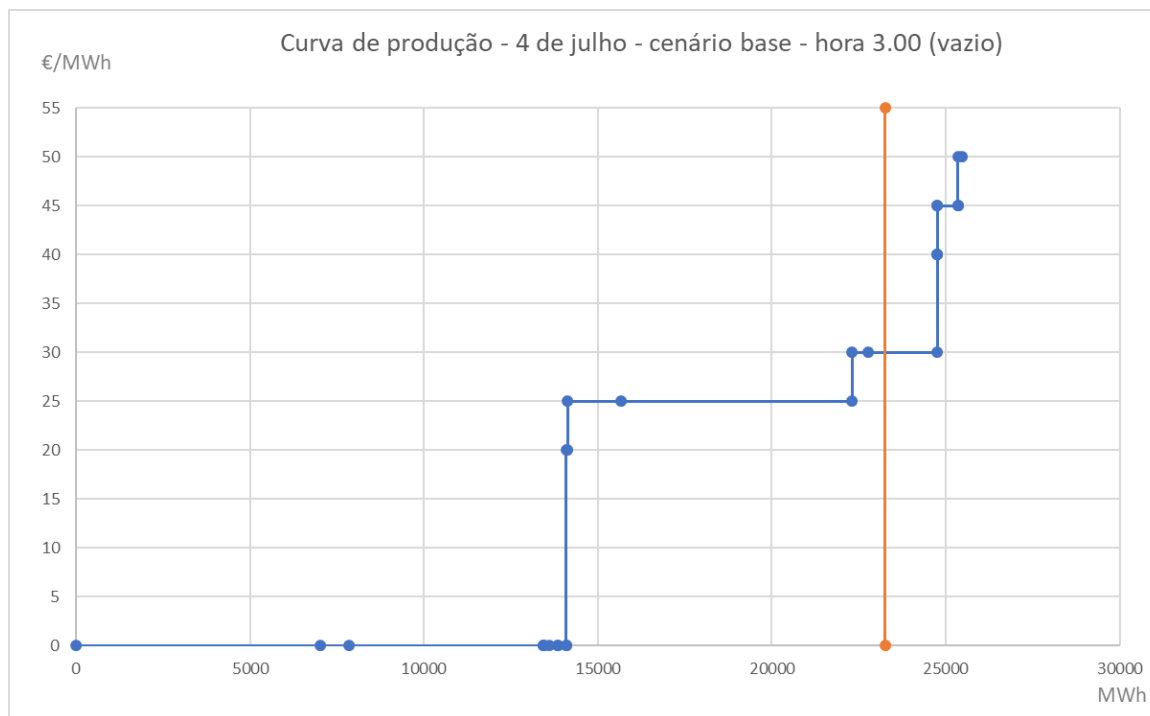


Figura 5.7 - Curva de produção do CBase para a hora 3.00 (vazio) do dia 4 de julho de 2030.

O preço para a hora 3.00 do dia 4 de julho de 2030 será 30,00 €/MWh. Verifica-se que o preço diminui face à mesma hora do dia 4 de janeiro, mas aumenta 5,00 €/MWh relativamente à mesma hora para o dia 4 de abril. Este preço aumentou, uma vez que a carga a alimentar é maior e, ainda, devido ao facto de existir uma menor percentagem de utilização da energia Eólica o que faz aumentar ainda mais o preço de mercado.

Em seguida, será analisada a hora 15.00 (cheias) em que será expectável que ocorra um aumento não só do solar fotovoltaico (obviamente por existir luz solar), mas também das hídricas e ciclo combinado, por existir um maior consumo. A Tabela 5.10 apresenta os valores das capacidades instaladas e as respetivas percentagens de utilização para cada tecnologia para o CBase para a hora 15.00 (cheias).

Cenário Base - 4 de julho - Hora 15.00 (cheias)						
Tipo de Tecnologia	Época	País	Quantidade MW- geral	Porcentagem de utilização associado ao dia e hora	Quantidade de energia Cenário Base (MWh)	Preço (€/MWh)
Eólica	2020	Port	5400	10%	540	0
		Esp	28000	10%	2800	0
	2030 (incremento face a 2020)	Port	3000	10%	300	30
		Esp	10000	10%	1000	30
PV	2020	Port	2000	20%	400	0
		Esp	8900	40%	3560	0
	2030 (incremento face a 2020)	Port	7000	20%	1400	40
		Esp	10000	40%	4000	40
Hídrica fio	2020	Port	2160	45%	972	0
		Esp	5010	25%	1252,5	0
	2030 (incremento face a 2020)	Port	450	45%	202,5	0
		Esp	igual a 2020			
Hídrica alb	2020	Port	5040	10%	504	45
		Esp	11690	25%	2922,5	45
	2030 (incremento face a 2020)	Port	1050	10%	105	45
		Esp	igual a 2020			
Ciclo combinado	2020	Port	3800	75%	2850	25
		Esp	26600	40%	10640	25
	2030 (incremento face a 2020)	Port	igual a 2020			
		Esp	igual a 2020			
Nucleares	2020	Port	0	0%	0	-
		Esp	7400	95%	7030	0
	2030 (incremento face a 2020)	Port	igual a 2020			
		Esp	igual a 2020			
Biomassa	2020	Port	400	40%	160	0
		Esp	677	40%	270,8	0
	2030 (incremento face a 2020)	Port	100	40%	40	20
		Esp	igual a 2020			
Carvão	2030	Port	0	0%	0	-
		Esp	2200	5%	110	50

Tabela 5.10 - CBase, dia 4 de julho para a hora 15.00: diferentes potências instaladas, percentagens de utilização, quantidades de energia e preços para as diferentes tecnologias nos anos de 2020 e 2030.

Relativamente aos dois dias analisados anteriormente (4 de janeiro e 4 de abril) para a hora 15.00 verifica-se que existe significativamente menos energia Eólica produzida, visto que os meses de verão são predominantemente menos ventosos face aos meses de inverno e de primavera. Para esta hora o consumo já foi mais elevado que na hora 3.00 do dia 4 de julho e, por isso, as hídricas de albufeira (que são normalmente mais utilizadas no verão) já tiveram uma maior percentagem de utilização. Também os fios de água verificaram um aumento bastante significativo da sua percentagem de utilização, derivado ao aumento do consumo. Também as centrais de Ciclo Combinado registaram um incremento da sua utilização.

O gráfico relativo à Tabela 5.10 encontra-se representado na Figura 5.8.



Figura 5.8 - Curva de produção do CBase para a hora 15.00 (cheias) do dia 4 de julho de 2030.

O preço para a hora 15,00 do dia 4 de julho de 2030 será 45,00 €/MWh. Verifica-se que o preço aumenta face à mesma hora do dia 4 de janeiro 5,00 €/MWh e 15,00 €/MWh relativamente à mesma hora para o dia 4 de abril. Este aumento verificou-se uma vez que a carga a alimentar é maior e, ainda, devido ao facto de existir menor percentagem de utilização da energia Eólica o que faz aumentar ainda mais o preço de mercado.

Para finalizar a análise do dia 4 de julho, seguidamente será analisada a hora 21.00 (ponta) em que será expectável que não exista solar fotovoltaico (obviamente por inexistência de luz solar). Já as centrais hídricas aumentam a sua percentagem de utilização ao passo que as centrais de ciclo combinado mantêm o seu nível de produção em relação à hora 15.00. A Tabela 5.11 apresenta os valores das capacidades instaladas e as respetivas percentagens de utilização para cada tecnologia para o CBase para a hora 21.00 (ponta).

Cenário Base - 4 de julho - Hora 21.00 (ponta)						
Tipo de Tecnologia	Época	País	Quantidade MW- geral	Porcentagem de utilização associado ao dia e hora	Quantidade de energia Cenário Base (MWh)	Preço (€/MWh)
Eólica	2020	Port	5400	5%	270	0
		Esp	28000	25%	7000	0
	2030 (incremento face a 2020)	Port	3000	5%	150	30
		Esp	10000	25%	2500	30
PV	2020	Port	2000	0%	0	0
		Esp	8900	0%	0	0
	2030 (incremento face a 2020)	Port	7000	0%	0	40
		Esp	10000	0%	0	40
Hídrica fio	2020	Port	2160	40%	864	0
		Esp	5010	15%	751,5	0
	2030 (incremento face a 2020)	Port	390	40%	156	0
		Esp	igual a 2020			
Hídrica alb	2020	Port	5040	35%	1764	45
		Esp	11690	15%	1753,5	45
	2030 (incremento face a 2020)	Port	910	35%	318,5	45
		Esp	igual a 2020			
Ciclo combinado	2020	Port	3800	70%	2660	25
		Esp	26600	40%	10640	25
	2030 (incremento face a 2020)	Port	igual a 2020			
		Esp	igual a 2020			
Nucleares	2020	Port	0	0%	0	-
		Esp	7400	95%	7030	0
	2030 (incremento face a 2020)	Port	igual a 2020			
		Esp	7400	95%	7030	0
Biomassa	2020	Port	400	40%	160	0
		Esp	613	40%	245,2	0
	2030 (incremento face a 2020)	Port	100	40%	40	20
		Esp	igual a 2020			
Carvão	2030	Port	0	0%	0	-
		Esp	2200	5%	110	50

Tabela 5.11 - CBase, dia 4 de julho para a hora 21.00: diferentes potências instaladas, percentagens de utilização, quantidades de energia e preços para as diferentes tecnologias nos anos de 2020 e 2030.

Relativamente aos dois dias analisados anteriormente (4 de janeiro e 4 de abril) para a hora 21.00 verifica-se que existe significativamente menos energia Eólica produzida (menos 20% face a 4 de janeiro e cerca de menos 40% face a 4 de abril), visto que os meses de verão são predominantemente menos ventosos face aos meses de inverno e de primavera. Para esta hora o consumo já foi mais elevado que na hora 3.00 e na hora 15.00 do dia 4 de julho e, por isso, as hídricas de albufeira (que são normalmente mais utilizadas no verão) já tiveram uma maior percentagem de utilização. Também os fios de água verificaram um aumento significativo da sua percentagem de utilização face à hora 3.00 (devido ao aumento do consumo), mas mantiveram-se semelhantes em relação à hora 15.00. Também as centrais de Ciclo Combinado registaram um incremento da sua utilização em relação à hora 3.00.

O gráfico relativo à Tabela 5.11 encontra-se representado na Figura 5.9.

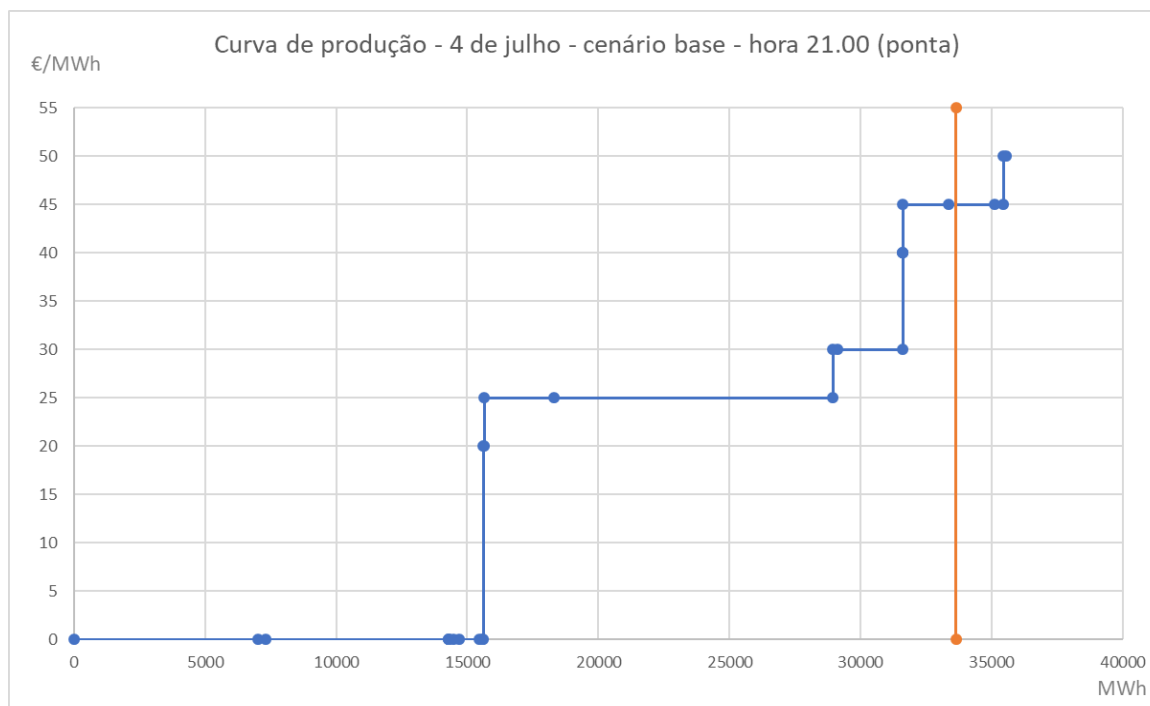


Figura 5.9 - Curva de produção do CBase para a hora 21.00 (ponta) do dia 4 de julho de 2030.

O preço para a hora 21.00 do dia 4 de julho de 2030 será 45,00 €/MWh. Verifica-se que o preço se mantém inalterado face à mesma hora do dia 4 de janeiro e aumenta 15,00 €/MWh relativamente à mesma hora para o dia 4 de abril. Este aumento verificou-se, uma vez que existe menos vento, fazendo com que a percentagem de utilização das unidades Eólicas seja efetivamente mais reduzida (cerca de 40%), o que faz aumentar ainda mais o preço de mercado.

Finalizada a análise e obtenção dos preços para o dia 4 de julho, a Tabela 5.12 resume os preços obtidos. Estes 3 preços, serão depois organizados com os restantes 3 preços de cada dia do CBase para ser calculado o preço médio anual com efeito dos sábados e domingos tendo este processo sido detalhado na secção 4.2.1.

Preços dia 4 de julho	
Hora	Preço (€/MWh)
3.00	30,00
15.00	45,00
21.00	45,00

Tabela 5.12 - Preços obtidos para o dia 4 de julho de 2030 organizados pelas horas analisadas.

5.2.4 Dia 4 de outubro

Para concluir o CBase, será feita a análise para o dia 4 de outubro (outono) foram, também, analisadas as horas 3.00 (vazio), 15.00 (cheias) e 21.00 (ponta). A Tabela 5.13 apresenta as capacidades instaladas e as respectivas percentagens de utilização para cada tecnologia para o CBase para a hora 3.00 (vazio).

Cenário Base - 4 de outubro - Hora 3.00 (vazio)						
Tipo de Tecnologia	Época	País	Quantidade MW- geral	Percentagem de utilização associado ao dia e hora	Quantidade de energia Cenário Base (MWh)	Preço (€/MWh)
Eólica	2020	Port	5400	40%	2160	0
		Esp	28000	15%	4200	0
	(incremento face a 2020)	Port	3000	40%	1200	30
		Esp	10000	15%	1500	30
PV	2020	Port	2000	0%	0	0
		Esp	8900	0%	0	0
	(incremento face a 2020)	Port	7000	0%	0	40
		Esp	10000	0%	0	40
Hídrica fio	2020	Port	2160	0%	0	0
		Esp	5010	5%	250,5	0
	(incremento face a 2020)	Port	390	0%	0	0
		Esp	igual a 2020			
Hídrica alb	2020	Port	5040	5%	252	45
		Esp	11690	5%	584,5	45
	(incremento face a 2020)	Port	910	5%	45,5	45
		Esp	igual a 2020			
Ciclo combinado	2020	Port	3800	45%	1710	25
		Esp	26600	25%	6650	25
	(incremento face a 2020)	Port	igual a 2020			
		Esp	igual a 2020			
Nucleares	2020	Port	0	0%	0	-
		Esp	7400	95%	7030	0
	(incremento face a 2020)	Port	igual a 2020			
		Esp	igual a 2020			
Biomassa	2020	Port	400	40%	160	0
		Esp	677	40%	270,8	0
	(incremento face a 2020)	Port	100	40%	40	20
		Esp	igual a 2020			
Carvão	2030	Port	0	0%	0	-
		Esp	2200	5%	110	50

Tabela 5.13 - CBase, dia 4 de outubro para a hora 3.00: diferentes potências instaladas, percentagens de utilização, quantidades de energia e preços para as diferentes tecnologias nos anos de 2020 e 2030.

Relativamente aos três dias analisados anteriormente (4 de janeiro, 4 de abril e 4 de julho) para a mesma hora, verifica-se que existe menos energia Eólica produzida face ao dia do mês de abril, visto que os meses de primavera são predominantemente mais ventosos face aos meses de inverno e de verão. No outono, no entanto, já se verifica uma tendência para a existência

de mais vento, fazendo com que logicamente exista mais energia eólica produzida. A esta hora não ocorreu um consumo elevado pelo que as centrais hídricas não tiveram uma percentagem de utilização muito elevada.

O gráfico relativo à Tabela 5.13 encontra-se representado na Figura 5.10.

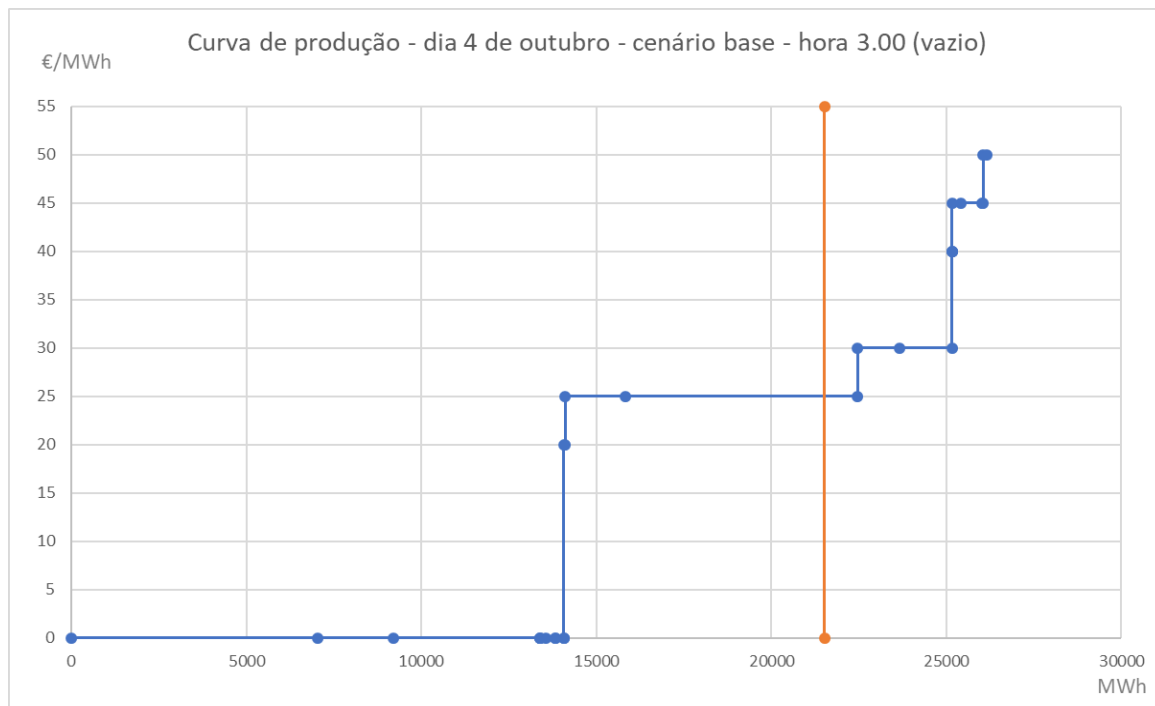


Figura 5.10 - Curva de produção do CBase para a hora 3.00 (vazio) do dia 4 de outubro de 2030.

O preço para a hora 3.00 do dia 4 de outubro de 2030 será 25,00 €/MWh. Verifica-se que o preço diminui de forma acentuada (menos 20,00 €/MWh) face à mesma hora do dia 4 de janeiro, diminui 5,00 €/MWh relativamente à mesma hora para o dia 4 de julho e mantém-se igual ao do dia 4 de abril. Diminui de forma tão abrupta em relação ao valor obtido para janeiro, uma vez que a carga a alimentar é menor. O facto de existir maior percentagem de utilização das centrais de ciclo combinado, que neste caso fazem aumentar o segmento do preço 25,00 €/MWh, diminuindo assim o preço final. Relativamente ao dia 4 de julho, a descida não foi tão acentuada, no entanto o facto de existir mais vento no outono faz aumentar a energia Eólica produzida o que se traduz num segmento de preço a 0,00 €/MWh mais extenso.

Em seguida, será analisada a hora 15.00 (cheias) onde será expectável que ocorra um aumento não só do solar fotovoltaico (obviamente por existir luz solar), mas também das hídricas e ciclo combinado, por existir um maior consumo. A Tabela 5.14 apresenta os valores das capacidades instaladas e as respetivas percentagens de utilização para cada tecnologia para o CBase para a hora 15.00 (cheias).

Cenário Base - 4 de outubro - Hora 15.00 (cheias)						
Tipo de Tecnologia	Época	País	Quantidade MW- geral	Porcentagem de utilização associado ao dia e hora	Quantidade de energia Cenário Base (MWh)	Preço (€/MWh)
Eólica	2020	Port	5400	10%	540	0
		Esp	28000	5%	1400	0
	2030 (incremento face a 2020)	Port	3000	10%	300	30
		Esp	10000	5%	500	30
PV	2020	Port	2000	25%	500	0
		Esp	8900	50%	4450	0
	2030 (incremento face a 2020)	Port	7000	25%	1750	40
		Esp	10000	50%	5000	40
Hídrica fio	2020	Port	2160	0%	0	0
		Esp	5010	10%	501	0
	2030 (incremento face a 2020)	Port	390	0%	0	0
		Esp	igual a 2020			
Hídrica alb	2020	Port	5040	15%	756	45
		Esp	11690	10%	1169	45
	2030 (incremento face a 2020)	Port	910	15%	136,5	45
		Esp	igual a 2020			
Ciclo combinado	2020	Port	3800	65%	2470	25
		Esp	26600	35%	9310	25
	2030 (incremento face a 2020)	Port	igual a 2020			
		Esp	igual a 2020			
Nucleares	2020	Port	0	0%	0	-
		Esp	7400	95%	7030	0
	2030 (incremento face a 2020)	Port	igual a 2020			
		Esp	igual a 2020			
Biomassa	2020	Port	400	40%	160	0
		Esp	677	40%	270,8	0
	2030 (incremento face a 2020)	Port	100	40%	40	20
		Esp	igual a 2020			
Carvão	2030	Port	0	0%	0	-
		Esp	2200	5%	110	50

Tabela 5.14 - CBase, dia 4 de outubro para a hora 15.00: diferentes potências instaladas, percentagens de utilização, quantidades de energia e preços para as diferentes tecnologias nos anos de 2020 e 2030.

Relativamente aos três dias analisados anteriormente (4 de janeiro, 4 de abril e 4 de julho) para a hora 15.00 verifica-se que ocorre um comportamento misto, pois ainda se verifica uma quantidade significativa de solar fotovoltaico, no entanto para um dia de outono a quantidade de vento não foi significativa (à semelhança de um dia de verão). Já as centrais de ciclo combinado registaram uma produção significativa. No entanto, as hídricas não tiveram um destaque relevante, possivelmente devido ao consumo não ser muito elevado.

O gráfico relativo à Tabela 5.14 encontra-se representado na Figura 5.11.

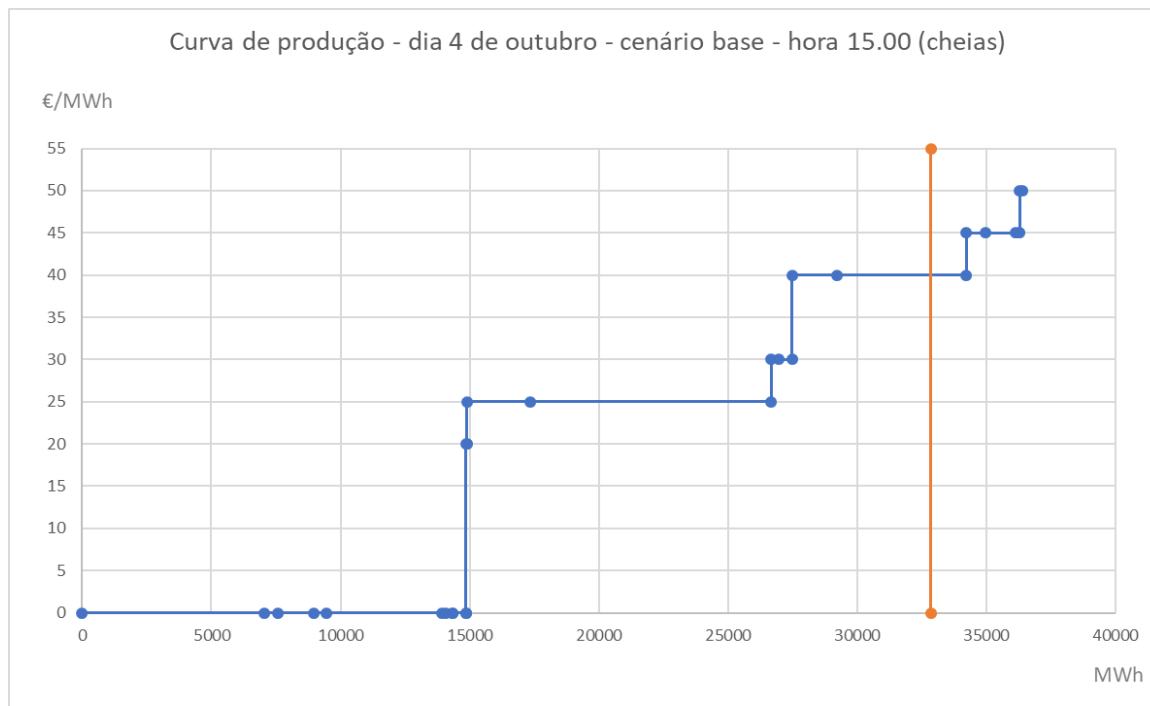


Figura 5.11 - Curva de produção do CBase para a hora 15.00 (cheias) do dia 4 de outubro de 2030.

O preço para a hora 15.00 do dia 4 de outubro de 2030 será 40,00 €/MWh. Verifica-se que o preço diminui 5,00 €/MWh face à mesma hora do dia 4 de julho, aumenta 10,00 €/MWh relativamente à mesma hora para o dia 4 de abril e mantém-se igual ao dia 4 de janeiro. O preço diminui em relação ao obtido para a mesma hora de julho uma vez que para esta hora 15.00 existe menos carga para alimentar, fazendo com que a interseção com a curva de produção seja efetuada mais à esquerda, o que origina uma diminuição do preço. O aumento do preço em relação ao valor obtido em abril deve-se ao facto de existir menos vento face ao verificado no dia 4 de abril e também ao facto da carga a alimentar ser maior, fazendo com que desta maneira a interseção das curvas ocorra num segmento mais à direita originando assim um preço mais elevado.

Para finalizar a análise do dia 4 de outubro, seguidamente será analisada a hora 21.00 (ponta) onde será expectável que não exista solar fotovoltaico (obviamente por inexistência de luz solar). Já as centrais hídricas e de ciclo combinado aumentam a sua percentagem de utilização, devido ao maior consumo típico desta hora. A Tabela 5.15 apresenta os valores das capacidades instaladas e as respetivas percentagens de utilização para cada tecnologia para o CBase para a hora 21.00 (ponta).

Cenário Base - 4 de outubro - Hora 21.00 (ponta)						
Tipo de Tecnologia	Época	País	Quantidade MW- geral	Porcentagem de utilização associado ao dia e hora	Quantidade de energia Cenário Base (MWh)	Preço (€/MWh)
Eólica	2020	Port	5400	15%	810	0
		Esp	28000	10%	2800	0
	2030 (incremento face a 2020)	Port	3000	15%	450	30
		Esp	10000	10%	1000	30
PV	2020	Port	2000	0%	0	0
		Esp	8900	0%	0	0
	2030 (incremento face a 2020)	Port	7000	0%	0	40
		Esp	10000	0%	0	40
Hídrica fio	2020	Port	2160	45%	972	0
		Esp	5010	20%	1002	0
	2030 (incremento face a 2020)	Port	390	45%	175,5	0
		Esp	igual a 2020			
Hídrica alb	2020	Port	5040	45%	2268	45
		Esp	11690	20%	2338	45
	2030 (incremento face a 2020)	Port	910	45%	409,5	45
		Esp	igual a 2020			
Ciclo combinado	2020	Port	3800	80%	3040	25
		Esp	26600	45%	11970	25
	2030 (incremento face a 2020)	Port	igual a 2020			
		Esp	igual a 2020			
Nucleares	2020	Port	0	0%	0	-
		Esp	7400	95%	7030	0
	2030 (incremento face a 2020)	Port	igual a 2020			
		Esp	igual a 2020			
Biomassa	2020	Port	400	40%	160	0
		Esp	677	40%	270,8	0
	2030 (incremento face a 2020)	Port	100	40%	40	20
		Esp	igual a 2020			
Carvão	2030	Port	0	0%	0	-
		Esp	2200	5%	110	50

Tabela 5.15 -CBase, dia 4 de outubro para a hora 21.00: diferentes potências instaladas, percentagens de utilização, quantidades de energia e preços para as diferentes tecnologias nos anos de 2020 e 2030.

Relativamente aos três dias analisados anteriormente (4 de janeiro, 4 de abril e 4 de julho) para a hora 21.00 verifica-se que existe significativamente menos energia Eólica produzida, visto que os meses de outono ainda não possuem grandes quantidades de vento, normalmente, e são predominantemente menos ventosos face aos meses de inverno e primavera. Para esta hora o consumo já foi mais elevado que na hora 3.00 e na hora 15.00 do dia 4 de outubro e, por isso, as centrais hídricas já tiveram uma percentagem de utilização mais elevada. Também as centrais de Ciclo Combinado registaram um incremento da sua utilização em relação à hora 3.00 e à hora 15.00 deste dia.

O gráfico relativo à Tabela 5.15 encontra-se representado na Figura 5.12.

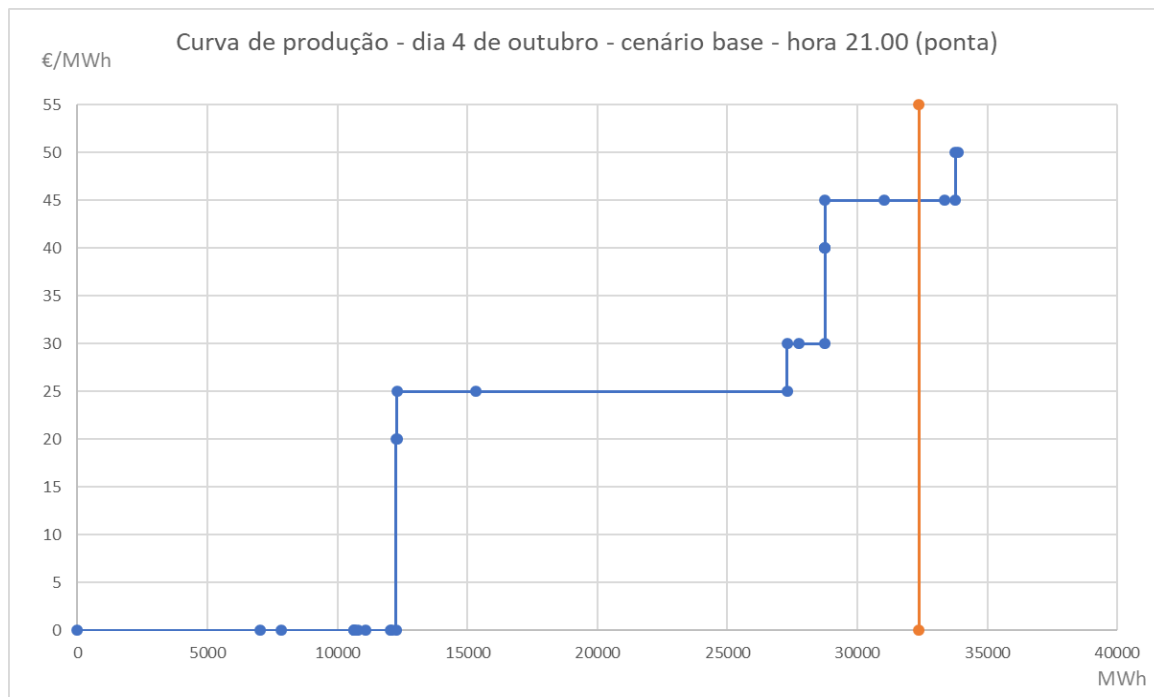


Figura 5.12 - Curva de produção do CBase para a hora 21.00 (ponta) do dia 4 de outubro de 2030.

O preço para a hora 21.00 do dia 4 de outubro de 2030 será 45,00 €/MWh. Verifica-se que o preço se mantém inalterado face à mesma hora do dia 4 de janeiro e do dia 4 de julho e aumenta 15,00 €/MWh relativamente à mesma hora para o dia 4 de abril. Este aumento verificou-se uma vez que existe menos vento, fazendo com que a percentagem de utilização da energia Eólica seja efetivamente mais reduzida, o que faz aumentar ainda mais o preço de mercado. Também o facto da carga a alimentar ser superior, contribui para este aumento do preço de mercado.

Finalizada a análise e obtenção dos preços para o dia 4 de outubro, a Tabela 5.16 resume os preços obtidos. Estes 3 preços, serão depois organizados com os restantes 3 preços de cada dia do CBase para ser calculado o preço médio anual com efeito dos sábados e domingos. Processo esse que foi explicado detalhadamente no subcapítulo 4.2.1.

Preços dia 4 de outubro	
Hora	Preço (€/MWh)
3.00	25,00
15.00	40,00
21.00	45,00

Tabela 5.16 - Preços obtidos para o dia 4 de outubro de 2030 organizados pelas horas analisadas.

5.3 Cenário com aumento de 30% da capacidade hídrica instalada - CmaisHid

Neste cenário admite-se que a potência instalada em unidades hídricas a fio de água e de albufeira aumenta de 30% em 2030 face ao previsto no PNEC Português e no PNIEC Espanhol. Assim sendo, foi efetuada uma análise semelhante à realizada para o cenário CBase, no entanto, com valores diferentes para as percentagens de utilização nos anos de 2030 para as hídricas.

Assim sendo, em vez de existirem 8500 MW de hídrica instalados no ano de 2030 em Portugal, passarão a existir $8500 \times 1,3$ (11050 MW). Por outro lado, em Espanha, em vez de 16700 MW de hídrica instalados, passarão a existir $16700 \times 1,3$ (21710 MW).

Estes novos valores de capacidade hídrica instalada dividem-se, naturalmente, em 70% para albufeiras e 30% para fios de água.

A Tabela 5.17 apresenta os novos valores para as duas tipologias de hídricas na zona alaranjada.

Hídricas no MIBEL					
País	Ano	Capacidade Instalada (MW)	Tipo	Distribuição das Hídricas	Energia Máxima (MWh)
Portugal	2020	7000	Albufeiras	70%	4900
			Fios de Água	30%	2100
	2030	11050	Albufeiras	70%	7735
			Fios de Água	30%	3315
Espanha	2020	16700	Albufeiras	70%	11690
			Fios de Água	30%	5010
	2030	21710	Albufeiras	70%	15197
			Fios de Água	30%	6513

Tabela 5.17 - Novos valores com 30% de aumento da capacidade hídrica instalada para 2030.

Também neste cenário foram analisados os mesmos 4 dias já considerados no cenário CBase, que representam as 4 estações do ano. Assim sendo, serão apresentadas as tabelas com as capacidades instaladas e respetivas percentagens de utilização para cada tecnologia e, ainda, os gráficos que suportam estas mesmas tabelas.

5.3.1 Dia 4 de janeiro

Para o dia 4 de janeiro (inverno) serão analisadas 3 horas distintas como já foi referido anteriormente: hora 3.00 (vazio), hora 15.00 (cheias) e hora 21.00 (ponta). A Tabela 5.18 apresenta os valores para o CMaisHid para a hora 3.00 deste dia.

Cenário com mais 30% hídrica - 4 de janeiro - Hora 3.00 (vazio)						
Tipo de Tecnologia	Ano/ incremento	País	Potência Instalada (MW)	Percentagem de utilização associado ao dia e hora	Quantidade de energia Cenário Base (MWh)	Preço (€/MWh)
Eólica	2020	Port	5400	45%	2430	0
		Esp	28000	15%	4200	0
	2030 (incremento face a 2020)	Port	3000	45%	1350	30
		Esp	10000	15%	1500	30
PV	2020	Port	2000	0%	0	0
		Esp	8900	0%	0	0
	2030 (incremento face a 2020)	Port	7000	0%	0	40
		Esp	10000	0%	0	40
Hídrica fio	2020	Port	3000	15%	450	0
		Esp	6000	10%	600	0
	2030 (incremento face a 2020)	Port	1215	15%	182,3	0
		Esp	1503	10%	150,3	0
Hídrica alb	2020	Port	6000	5%	300	45
		Esp	11690	10%	1169	45
	2030 (incremento face a 2020)	Port	2835	5%	141,8	45
		Esp	3507	10%	350,7	45
Ciclo combinado	2020	Port	3800	35%	1330	25
		Esp	26600	20%	5320	25
	2030 (incremento face a 2020)	Port	igual a 2020			
		Esp	igual a 2020			
Nucleares	2020	Port	0	0%	0	-
		Esp	7400	95%	7030	0
	2030 (incremento face a 2020)	Port	igual a 2020			
		Esp	igual a 2020			
Biomassa	2020	Port	400	45%	180	0
		Esp	677	45%	304,7	0
	2030 (incremento face a 2020)	Port	100	45%	45	20
		Esp	igual a 2020			
Carvão	2030	Port	0	0%	0	-
		Esp	2200	5%	110	50

Tabela 5.18 - CMaisHid, dia 4 de janeiro para a hora 3.00: diferentes potências instaladas, percentagens de utilização, quantidades de energia e preços para as diferentes tecnologias nos anos de 2020 e 2030.

Comparativamente ao mesmo dia e hora para o CBase verifica-se que no cenário CMaisHid, as hídricas fio de água e albufeiras em 2030 aumentam, logicamente por força dos pressupostos adotados para o cenário em análise.

No caso de Portugal, os “novos” fios de água (ou seja, aqueles que além dos instalados em 2020 serão instalados em 2030) passam de 450 MW instalados em 2020 para 1215 MW. No lado de Espanha, a capacidade instalada mantém-se igual à de 2020, ou seja, para 2030 existem 1503 MW, tal como em 2020.

Já as “novas” capacidades instaladas em centrais em albufeira, em Portugal passaram de 1050 MW para 2835 MW e do lado de Espanha passaram para 3507 MW.

O gráfico relativo à Tabela 5.18 encontra-se representado na Figura 5.13.



Figura 5.13 - Curva de produção do CMaisHid para a hora 3.00 (vazio) do dia 4 de janeiro de 2030.

O preço para a hora 3.00 do dia 4 de janeiro de 2030 será 45,00 €/MWh. Apesar de ser expectável que o preço fosse diminuir com o aumento de 30% de hídrica instalada, verifica-se que o preço se mantém igual ao obtido para a mesma hora do dia 4 de janeiro no CBase. Apesar da interseção das curvas ocorrer quase no segmento associado ao preço de 30,00 €/MWh, não chegou a atingir esse valor. Tal acontece, uma vez que as percentagens de utilização das hídricas de fio de água (preço 0,00 €/MWh) relativas a esta hora em análise são baixas, ou seja, a quantidade de energia efetiva que o segmento representa é pequena. Por exemplo, no caso da hídrica de fio de água em Espanha a percentagem de utilização é de 10% e, assim, a quantidade de energia associada a este segmento é de apenas 150,3 MWh. Graficamente esse aumento do segmento de preço 0,00 €/MWh é reduzido.

Em seguida, será analisada a hora 15.00 (cheias) em que será expectável que ocorra um aumento não só do solar fotovoltaico (obviamente por existir luz solar), mas também das hídricas (por força do cenário em estudo e de existir maior consumo). Também as centrais de ciclo combinado aumentaram por existir um maior consumo. A Tabela 5.19 apresenta os valores das capacidades instaladas e as respetivas percentagens de utilização para cada tecnologia para o CMaisHid para a hora 15.00 (cheias).

Cenário com mais 30% hídrica - 4 de janeiro - Hora 15.00 (cheias)						
Tipo de Tecnologia	Ano/ incremento	País	Potência Instalada (MW)	Porcentagem de utilização associado ao dia e hora	Quantidade de energia Cenário Base (MWh)	Preço (€/MWh)
Eólica	2020	Port	5400	10%	540	0
		Esp	28000	15%	4200	0
	2030 (incremento face a 2020)	Port	3000	10%	300	30
		Esp	10000	15%	1500	30
PV	2020	Port	2000	15%	300	0
		Esp	8900	30%	2670	0
	2030 (incremento face a 2020)	Port	7000	15%	1050	40
		Esp	10000	30%	3000	40
Hídrica fio	2020	Port	2100	45%	945	0
		Esp	5010	25%	1252,5	0
	2030 (incremento face a 2020)	Port	1215	45%	546,8	0
		Esp	1503	25%	375,8	0
Hídrica alb	2020	Port	4900	10%	490	45
		Esp	11690	25%	2922,5	45
	2030 (incremento face a 2020)	Port	2835	10%	283,5	45
		Esp	3507	25%	876,8	45
Ciclo combinado	2020	Port	3800	65%	2470	25
		Esp	26600	40%	10640	25
	2030 (incremento face a 2020)	Port	igual a 2020			
		Esp	igual a 2020			
Nucleares	2020	Port	0	0%	0	-
		Esp	7400	95%	7030	0
	2030 (incremento face a 2020)	Port	igual a 2020			
		Esp	igual a 2020			
Biomassa	2020	Port	400	45%	180	0
		Esp	677	45%	304,7	0
	2030 (incremento face a 2020)	Port	100	45%	45	20
		Esp	igual a 2020			
Carvão	2030	Port	0	0%	0	-
		Esp	2200	5%	110	50

Tabela 5.19 - CMaisHid, dia 4 de janeiro para a hora 15.00: diferentes potências instaladas, percentagens de utilização, quantidades de energia e preços para as diferentes tecnologias nos anos de 2020 e 2030.

Comparativamente ao mesmo dia e hora para o CBase verifica-se que para o cenário CMaisHid, as hídricas fio de água e albufeiras em 2030 aumentam a sua produção, logicamente por força dos pressupostos para o cenário em análise.

No caso de Portugal, os “novos” fios de água (ou seja, aqueles que além dos instalados em 2020 serão instalados em 2030) passam de 450 MW instalados em 2020 para 1215 MW, e que com base na percentagem de utilização de 45% se transformam em 546,8 MWh. No lado de Espanha, passam para 1503 MW novos e que com base na percentagem de utilização de 25% dão origem a 375,8 MWh.

Já para as “novas” capacidades instaladas de albufeiras, em Portugal passaram de 1050 MW para 2835 MW e com base na percentagem de utilização de 10% dão origem a 283,5 e do lado de Espanha passaram para 3507 MW que com base na percentagem de utilização de 25% dão origem a 876,8 MWh.

O gráfico relativo à Tabela 5.19 encontra-se representado na Figura 5.14.

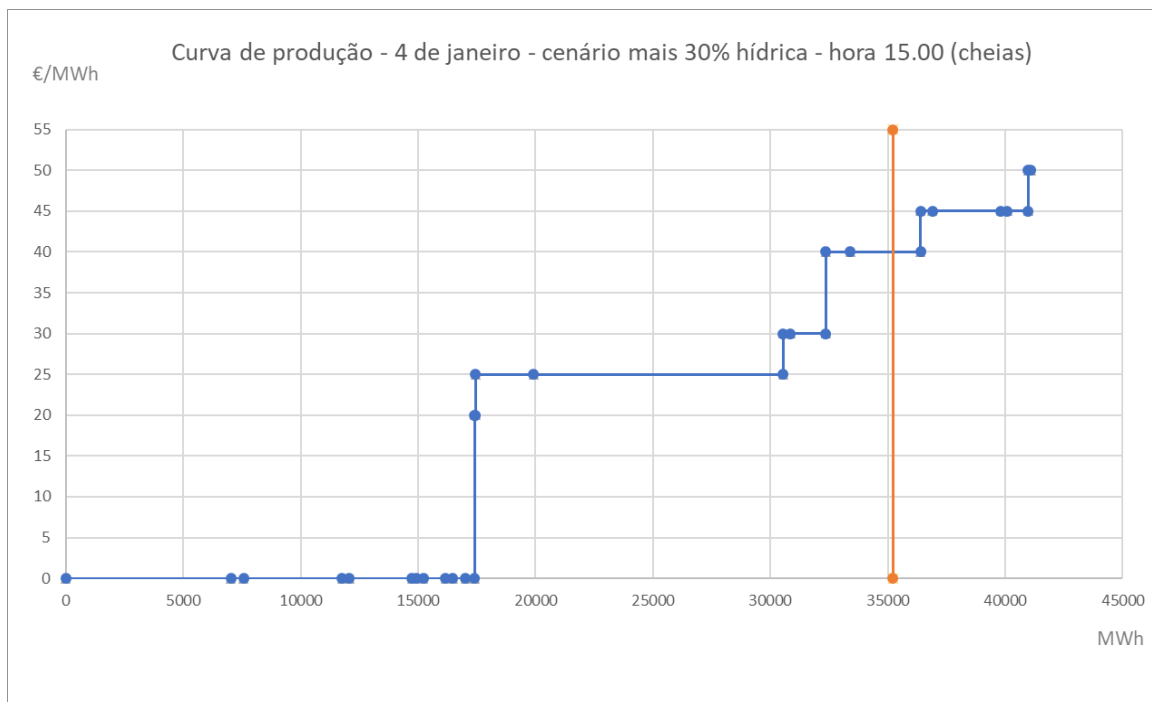


Figura 5.14 - Curva de produção do CMaisHid para a hora 15.00 (cheias) do dia 4 de janeiro de 2030.

O preço para a hora 15.00 do dia 4 de janeiro de 2030 será 40,00 €/MWh. Apesar de ser expectável que o preço fosse diminuir com o aumento de 30% de hídrica instalada, verifica-se que o preço se mantém igual ao obtido para a mesma hora do dia 4 de janeiro no CBase. Mais uma vez, não ocorreu nenhuma alteração no preço. Tal acontece, uma vez que as percentagens de utilização das hídricas de fio de água (preço 0,00 €/MWh) relativas a esta hora em análise são baixas, ou seja, a quantidade de energia efetiva que o segmento representa é pequena. Por exemplo, no caso da hídrica de fio de água em Portugal a percentagem de utilização é de 45% e assim, a quantidade de energia no segmento é de apenas 546,8 MWh. Graficamente esse aumento do segmento de preço 0,00 €/MWh é reduzido.

Para finalizar a análise do dia 4 de janeiro para o CMaisHid falta analisar a hora 21.00 (ponta). Sabe-se que o consumo aumenta e por essa razão as percentagens de utilização das hídricas serão, ainda, mais elevadas. A Tabela 5.20 apresenta os valores das capacidades instaladas e as respetivas percentagens de utilização para cada tecnologia para o CMaisHid para a hora 21.00 (ponta).

Cenário com mais 30% hídrica - 4 de janeiro - Hora 21.00 (ponta)						
Tipo de Tecnologia	Ano/ incremento	País	Potência Instalada (MW)	Porcentagem de utilização associado ao dia e hora	Quantidade de energia Cenário Base (MWh)	Preço (€/MWh)
Eólica	2020	Port	5400	25%	1350	0
		Esp	28000	20%	5600	0
	2030 (incremento face a 2020)	Port	3000	25%	750	30
		Esp	10000	20%	2000	30
PV	2020	Port	2000	0%	0	0
		Esp	8900	0%	0	0
	2030 (incremento face a 2020)	Port	7000	0%	0	40
		Esp	10000	0%	0	40
Hídrica fio	2020	Port	3000	50%	1500	0
		Esp	6000	35%	2100	0
	2030 (incremento face a 2020)	Port	1215	50%	607,5	0
		Esp	1503	35%	526,1	0
Hídrica alb	2020	Port	6000	30%	1800	45
		Esp	11690	35%	4091,5	45
	2030 (incremento face a 2020)	Port	2835	30%	850,5	45
		Esp	3507	35%	1227,5	45
Ciclo combinado	2020	Port	3800	55%	2090	25
		Esp	26600	40%	10640	25
	2030 (incremento face a 2020)	Port	igual a 2020			
		Esp	igual a 2020			
Nucleares	2020	Port	0	0%	0	-
		Esp	7400	95%	7030	0
	2030 (incremento face a 2020)	Port	igual a 2020			
		Esp	igual a 2020			
Biomassa	2020	Port	400	45%	180	0
		Esp	677	45%	304,7	0
	2030 (incremento face a 2020)	Port	100	45%	45	20
		Esp	igual a 2020			
Carvão	2030	Port	0	0%	0	-
		Esp	2200	5%	110	50

Tabela 5.20 - CMaisHid, dia 4 de janeiro para a hora 21.00: diferentes potências instaladas, percentagens de utilização, quantidades de energia e preços para as diferentes tecnologias nos anos de 2020 e 2030.

Comparativamente ao mesmo dia e hora para o CBase verifica-se que para o CMaisHid, as hídricas fio de água e albufeiras em 2030 aumentam, logicamente por força dos pressupostos para o cenário em análise.

No caso de Portugal, os “novos” fios de água (ou seja, aqueles que além dos instalados em 2020 serão instalados em 2030) passam de 450 MW instalados em 2030 para 1215 MW. Com base na percentagem de utilização de 50%, este aumento de capacidade instalada dá origem a 607,5 MWh. No lado de Espanha, passam de ser iguais que em 2020, ou seja, não existiam “novos” fios de água instalados no CBase, para 1503 MW novos o que com base na percentagem de utilização de 35% se transformam em 526,1 MWh.

Já para as “novas” capacidades instaladas de albufeiras, em Portugal passaram de 1050 MW para 2835 MW o com base na percentagem de utilização de 30% se transformaram em 850,5

MWh e do lado de Espanha passaram para 3507 MW o que, com base na percentagem de utilização de 25%, dão origem a 1227,5 MWh.

O gráfico relativo à Tabela 5.20 encontra-se representado na Figura 5.15.

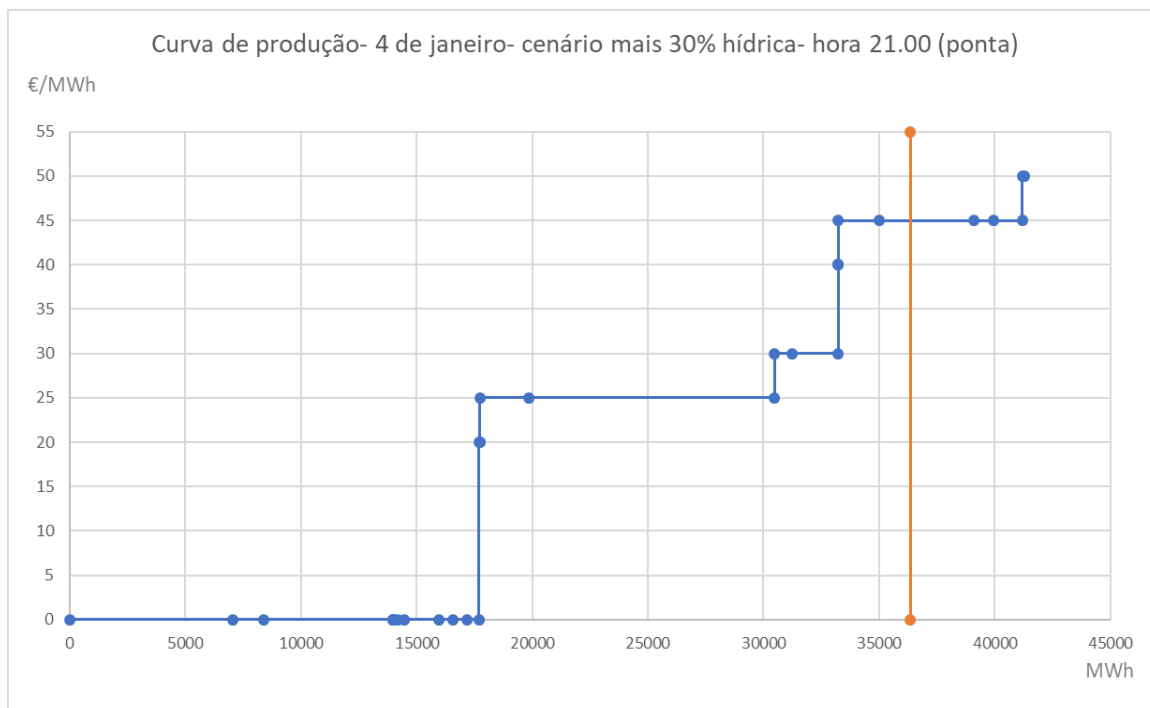


Figura 5.15 - Curva de produção do CMaisHid para a hora 21.00 (ponta) do dia 4 de janeiro de 2030.

O preço para a hora 21.00 do dia 4 de janeiro de 2030 será 45,00 €/MWh. Apesar de ser expectável que o preço fosse diminuir com o aumento de 30% de hídrica instalada, verifica-se que o preço se mantém igual à mesma hora do dia 4 de janeiro no CBase. Mais uma vez, não ocorreu nenhuma alteração no preço. Tal acontece, uma vez que as percentagens de utilização das hídricas de fio de água (preço 0,00 €/MWh) relativas a esta hora em análise são baixas, ou seja, a quantidade de energia efetiva que o segmento representa é pequena. Por exemplo, no caso da hídrica de albufeira em Espanha está a 35% e assim, a quantidade de energia no segmento é de apenas 526,1 MWh. Graficamente esse aumento do segmento de preço 0,00 €/MWh é reduzido, embora face ao gráfico do CBase se note a diferença. No entanto, não foi suficiente para ocorrer redução do preço.

Finalizada a análise e obtenção dos preços para o dia 4 de janeiro para o CMaisHid, a Tabela 5.21 resume os preços obtidos. Estes 3 preços, serão depois organizados com os restantes 3 preços de cada dia do CMaisHid para ser calculado o preço médio anual com efeito dos sábados e domingos tendo este processo sido detalhado na secção 4.2.1.

Preços dia 4 de janeiro	
Hora	Preço (€/MWh)
3.00	45,00
15.00	40,00
21.00	45,00

Tabela 5.21 - Preços obtidos para o CMAisHid no dia 4 de janeiro de 2030 organizados pelas horas analisadas.

5.3.2 Dia 4 de abril

Para o dia 4 de abril, foi efetuada a mesma análise em relação ao dia 4 de janeiro. No entanto, verificou-se, mais uma vez, que os preços se mantêm inalterados face ao dia 4 de abril do CBase. Tal verificou-se, pois, as percentagens de utilização referentes às hídricas (Tabela 5.5 a 5.7) são reduzidas para os dias de primavera (tipicamente mais ventosos e não com tanta pluviosidade quanto os dias de inverno). Somente para a hora 21.00 se verifica uma percentagem de hídrica considerável. No entanto, esse segmento não é suficiente para reduzir o preço de mercado, mantendo-se o gráfico praticamente igual. Assim, e a fim de evitar a repetição de elementos já apresentados, apresenta-se em seguida apenas a Tabela 5.22 com os preços finais para as horas analisadas.

Preços dia 4 de abril	
Hora	Preço (€/MWh)
3.00	25,00
15.00	30,00
21.00	30,00

Tabela 5.22 - Preços obtidos para o CMAisHid no dia 4 de abril de 2030 organizados pelas horas analisadas.

5.3.3 Dia 4 de julho

Relativamente ao dia 4 de julho, existiu uma alteração do preço de mercado para a hora 15.00. As outras duas horas registaram o mesmo preço que o obtido para o cenário CBase. Assim sendo, somente para a hora 15.00 será apresentada a tabela e o gráfico respetivo. A Tabela 5.23 apresenta os valores das capacidades instaladas e as respetivas percentagens de utilização para cada tecnologia para o CMAisHid para a hora 15.00 (cheias).

Cenário com mais 30% hídrica - 4 de julho - Hora 15.00 (cheias)						
Tipo de Tecnologia	Época	País	Potência Instalada (MW)	Percentagem de utilização associado ao dia e hora	Quantidade de energia Cenário Base (MWh)	Preço (€/MWh)
Eólica	2020	Port	5400	10%	540	0
		Esp	28000	10%	2800	0
	2030 (incremento face a 2020)	Port	3000	10%	300	30
		Esp	10000	10%	1000	30
PV	2020	Port	2000	20%	400	0
		Esp	8900	40%	3560	0
	2030 (incremento face a 2020)	Port	7000	20%	1400	40
		Esp	10000	40%	4000	40
Hídrica fio	2020	Port	2160	45%	972	0
		Esp	5010	25%	1252,5	0
	2030 (incremento face a 2020)	Port	1215	45%	546,8	0
		Esp	1503	25%	375,8	0
Hídrica alb	2020	Port	5040	25%	1260	45
		Esp	11690	10%	1169	45
	2030 (incremento face a 2020)	Port	2835	25%	708,8	45
		Esp	3507	10%	350,7	45
Ciclo combinado	2020	Port	3800	75%	2850	25
		Esp	26600	40%	10640	25
	2030 (incremento face a 2020)	Port	igual a 2020			
		Esp	igual a 2020			
Nucleares	2020	Port	0	0%	0	-
		Esp	7400	95%	7030	0
	2030 (incremento face a 2020)	Port	igual a 2020			
		Esp	igual a 2020			
Biomassa	2020	Port	400	40%	160	0
		Esp	677	40%	270,8	0
	2030 (incremento face a 2020)	Port	100	40%	40	20
		Esp	igual a 2020			
Carvão	2030	Port	0	0%	0	-
		Esp	2200	5%	110	50

Tabela 5.23 - CMaisHid, dia 4 de julho para a hora 15.00: diferentes potências instaladas, percentagens de utilização, quantidades de energia e preços para as diferentes tecnologias nos anos de 2020 e 2030.

Comparativamente ao mesmo dia e hora para o CBase verifica-se que para o CMaisHid, as hídricas fio de água e albufeiras em 2030 aumentam, logicamente por força dos pressupostos para o cenário em análise.

No caso de Portugal, os “novos” fios de água (ou seja, aqueles que além dos instalados em 2020 serão instalados em 2030) passam de 450 MW instalados em 2030 para 1215 MW, o que com base na percentagem de utilização de 45% dão origem a 546,8 MWh. No lado de Espanha, passam para 1503 MW novos o que com base na percentagem de utilização de 25% originam 375,8 MWh. Já para as “novas” capacidades instaladas de albufeiras, em Portugal passaram de 1050 MW para 2835 MW e com base na percentagem de utilização de 25% se transformaram em 708,8 MWh e do lado de Espanha passaram para 3507 MW o que com base na percentagem de utilização de 10% permitem obter 350,7 MWh.

O gráfico relativo à Tabela 5.23 encontra-se representado na Figura 5.16.



Figura 5.16 - Curva de produção do CMaisHid para a hora 15.00 (cheias) do dia 4 de julho de 2030.

O preço para a hora 15.00 do dia 4 de julho de 2030 será 40,00 €/MWh. Ocorreu uma ligeira redução do preço, de 5,00 €/MWh face ao mesmo dia e hora do caso base. Tal verificou-se uma vez que com o aumento da capacidade instalada nas centrais hídricas em 2030, o segmento de reta relativo aos fios de água (preço 0,00 €/MWh) aumentou e, assim, a curva das ofertas de venda foi deslocado para a direita. Assim, a interseção com a reta vertical (carga em 2030) ocorreu antes, o que faz com que o preço obtido seja menor.

Finalizada a análise da hora 15.00 sendo a única com alteração do preço, será apresentada a Tabela 5.24 com os preços verificados para o dia 4 de julho. A verde está assinalada a hora em que ocorreu de facto a diminuição do preço. Nas restantes horas, como foi dito anteriormente, o preço de mercado manteve-se inalterado.

Preços dia 4 de julho	
Hora	Preço (€/MWh)
3.00	30,00
15.00	40,00
21.00	45,00

Tabela 5.24 - Preços obtidos para o CMaisHid no dia 4 de julho de 2030 organizados pelas horas analisadas.

5.3.4 Dia 4 de outubro

À semelhança do que se verificou nos dias de janeiro e abril, também neste os preços se mantiveram inalterados. Tal verificou-se, pois, as percentagens de utilização referentes às hídricas (Tabela 5.13 a 5.15) são baixas neste dia de outono chegando mesmo a não se registar hídricas de fio de água em alguns períodos. Somente para a hora 21.00 se verifica uma percentagem de hídrica considerável. No entanto, esse segmento não é suficiente para alterar o preço, mantendo-se o gráfico praticamente igual. Assim, e a fim de evitar a apresentação de elementos já apresentados, para este dia somente se apresentam os preços de mercado para as horas analisadas na Tabela 5.25.

Preços dia 4 de outubro	
Hora	Preço (€/MWh)
3.00	25,00
15.00	40,00
21.00	45,00

Tabela 5.25 - Preços obtidos para o CMaisHid no dia 4 de outubro de 2030 organizados pelas horas analisadas.

5.4 Cenário com mais 30% de Veículos Elétricos - CMaisVEs

Este cenário foi analisado, uma vez que em ambos os PNEC's este aspeto possui um grande destaque. De salientar que neste cenário se admite um aumento de 30% do número de VEs face ao número de VEs que se encontra implícito nos cenários apresentados no PNEC Português e no PNEIC Espanhol bem como no RMSA-E.

Para este cenário CMaisVES, será explicado o procedimento para calcular a carga, de acordo com o aumento do número de VEs. Este cenário baseia-se no CBase e nas suas percentagens de utilização de cada tecnologia bem como as capacidades instaladas. Somente a carga é alvo de mudança. Assim sendo, para este cenário CMaisVEs serão apresentados unicamente os gráficos relativos a cada hora. De salientar, que, regra geral, foi necessário aumentar a percentagem de utilização em cerca de 10 a 15% quer do lado de Portugal quer do lado de Espanha das centrais de ciclo combinado, a fim de conseguir alimentar a carga já que esta sofreu um aumento. Em cada cenário e para cada hora será mencionada essa percentagem de aumento face ao CBase. As horas em análise neste cenário foram a hora 3.00 e hora 15.00. A hora 21.00 não foi analisada de novo uma vez que para essa hora o carregamento de VEs não foi considerado pelo que o preço de mercado para a hora 21.00 dos dias analisados se manteve inalterado face ao obtido para o CBase.

5.4.1 Cálculo da carga

De acordo com o PNEC e o PNEIC e ainda, de acordo com [16] o número de VEs para 2030 encontra-se indicado na Tabela 5.26.

Veículos Elétricos					
Ano	Portugal	Espanha	Total 2030	Total 2030 + 30%	Aumento
2019	16 500	660000	5655000	7351500	1696500
2030	655 000	5000000			

Tabela 5.26 - Número de VEs em Portugal e Espanha bem como o total em 2030, total com aumento de 30% de VEs e o aumento registado.

Para a potência das baterias dos carros arbitrou-se o valor de 45 kWh, precisamente por ser um valor comum para a capacidade deste tipo de baterias. Assim sendo visto que não existe informação precisa relativamente às horas de carregamento dos VEs assumiu-se que 50% dos veículos carregavam durante a noite e 50% dos veículos durante o dia. Admitiu-se ainda que, em média, um veículo elétrico demora 6 horas a efetuar um carregamento num posto normal. Como tal, foi tido em conta esse número de horas de carregamento. Admitiu-se que as horas 15.00 e 3.00 sofreriam um aumento da carga devido aos carregamentos de veículos realizados durante o dia e durante a noite. Já em relação à hora 21.00 admitiu-se que a carga considerada no CBase se mantinha inalterada, já que é uma hora em que muitas pessoas ainda não se encontram nas suas habitações, ou no seu local de trabalho e que possam, assim, carregar o seu veículo. Como tal nas horas 3.00 e 15.00 as pessoas já se encontram ou na sua habitação ou então no seu local de trabalho e, assim sendo, podem carregar o seu VE. A carga adicional associada a estes carregamentos na hora 15.00 e na hora 3.00 foi obtida por (5.1) a (5.3).

$$\text{aumento da carga hora 15.00} = \frac{\text{novos VEs} \times \text{capacidade baterias} \times 50\%}{100 \times n^{\circ} \text{ horas carregamento}} \quad (5.1)$$

$$\text{aumento da carga hora 3.00} = \frac{\text{novos VEs} \times \text{capacidade baterias} \times 50\%}{100 \times n^{\circ} \text{ horas carregamento}} \quad (5.2)$$

$$\text{aumento da carga hora 15.00} = \text{aumento da carga hora 3.00} = 6361875 \text{ KWh} = 6361,88 \text{ MWh} \quad (5.3)$$

Logo, para cada gráfico com a curva agregada das ofertas de venda e com a reta que representa o consumo construído para o cenário CBase adicionou-se 6361,88 MWh à carga obtida originalmente para 2030 e obteve-se uma reta vertical mais deslocada para a direita. Assim sendo, graficamente a interseção com a curva das ofertas de venda ocorre mais à direita, aumentando o preço de mercado. Posteriormente, serão apresentados os gráficos em cada dia e horas respetivas, a fim de ser perceptível esta mudança de preço.

5.4.2 Dia 4 de janeiro

Para o dia 4 de janeiro serão apresentados os gráficos das horas em análise:

- hora 3.00 (vazio) - representa carregamento durante a noite;
- hora 15.00 (cheias) - representa carregamento durante o dia.

A Figura 5.17 representa o gráfico relativo à hora 3.00.

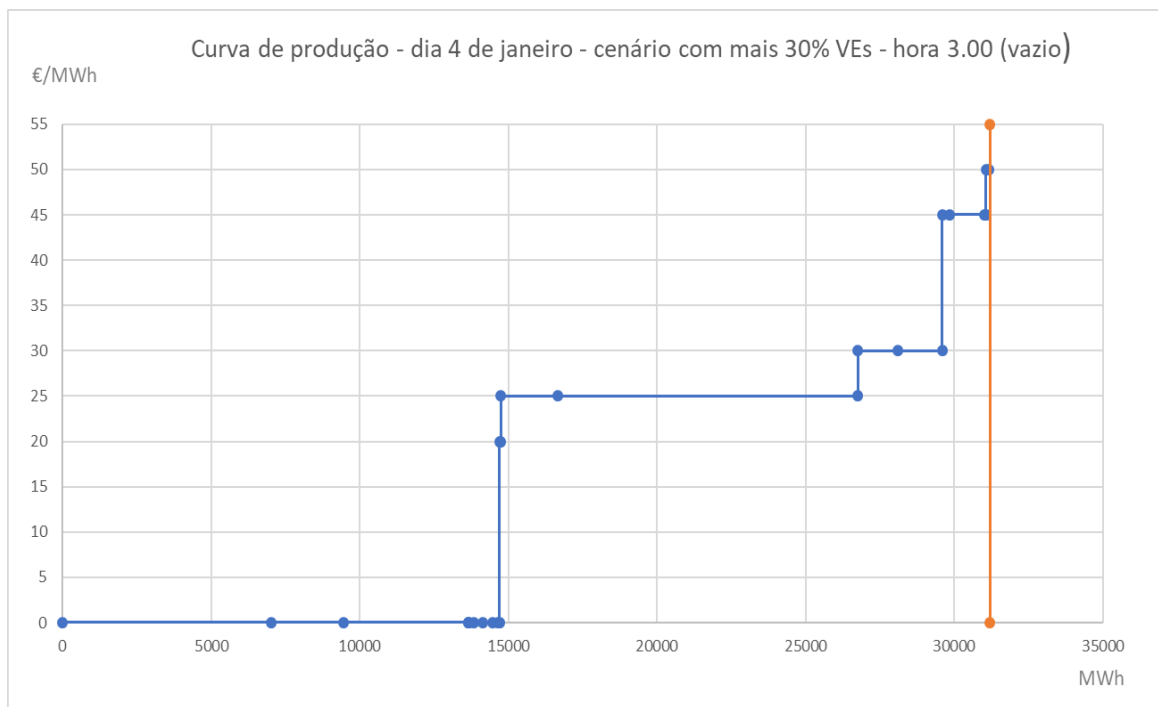


Figura 5.17 - Curva de produção do CMaisVEs para a hora 3.00 (vazio) do dia 4 de janeiro de 2030.

O preço para a hora 3.00 do dia 4 de janeiro de 2030 será 50,00 €/MWh. Comparativamente ao CBase, ocorreu um aumento de 5,00 €/MWh. Este aumento, no entanto, foi acompanhado por um aumento da percentagem de utilização das centrais de ciclo combinado de 15%, para conseguir alimentar esta nova carga. Assim sendo, estas percentagens de utilização das centrais de ciclo combinado passaram de 35 e 20% (Portugal e Espanha, respetivamente), para 50% e 35%.

Em seguida será analisada a hora 15.00, onde será expectável que ocorra, também, um aumento do preço. A Figura 5.18 representa o gráfico relativo à hora 15.00.



Figura 5.18 - Curva de produção do CMaisVEs para a hora 15.00 (cheias) do dia 4 de janeiro de 2030.

O preço para a hora 15.00 do dia 4 de janeiro de 2030 será 45,00 €/MWh. Comparativamente ao CBase, ocorreu um aumento de 5,00 €/MWh. Este aumento, no entanto, foi acompanhado por um aumento da percentagem de utilização das centrais de ciclo combinado de 5%, para conseguir alimentar esta nova carga. Assim sendo, estas percentagens de utilização das centrais de ciclo combinado passaram de 65 e 40% (Portugal e Espanha, respetivamente) para 70 e 45%.

Finalizada a análise da hora 15.00 será apresentada a Tabela 5.27 com os preços verificados para o dia 4 de janeiro. Os segmentos a verde representam as horas em que ocorreram aumento do preço. O resultado obtido para a hora 21.00 não é apresentado, visto que o preço de mercado se mantém inalterado neste cenário.

Preços dia 4 de janeiro	
Hora	Preço (€/MWh)
3.00	50,00
15.00	45,00

Tabela 5.27 - Preços obtidos para o CMaisVEs no dia 4 de janeiro de 2030 organizados pelas horas analisadas.

5.4.3 Dia 4 de abril

Para o dia 4 de abril serão apresentados os gráficos das horas em análise:

- hora 3.00 (vazio) - representa carregamento durante a noite;
- hora 15.00 (cheias) - representa carregamento durante o dia.

A Figura 5.19 representa o gráfico relativo à hora 3.00.



Figura 5.19 - Curva de produção do CMaisVEs para a hora 3.00 (vazio) do dia 4 de abril de 2030.

O preço para a hora 3.00 do dia 4 de janeiro de 2030 será 45,00 €/MWh. Comparativamente ao CBase, ocorreu um aumento de 15,00 €/MWh. Este aumento, no entanto, foi acompanhado por um aumento da percentagem de utilização das centrais de ciclo combinado de apenas 1%, para conseguir alimentar esta nova carga. Assim sendo, estas percentagens de utilização das centrais de ciclo combinado passaram de 30% e 20% (Portugal e Espanha, respetivamente), para 31% e 21%.

Em seguida será analisada a hora 15.00, onde será expectável que ocorra, também, um aumento do preço. A Figura 5.20 representa o gráfico relativo à hora 15.00.

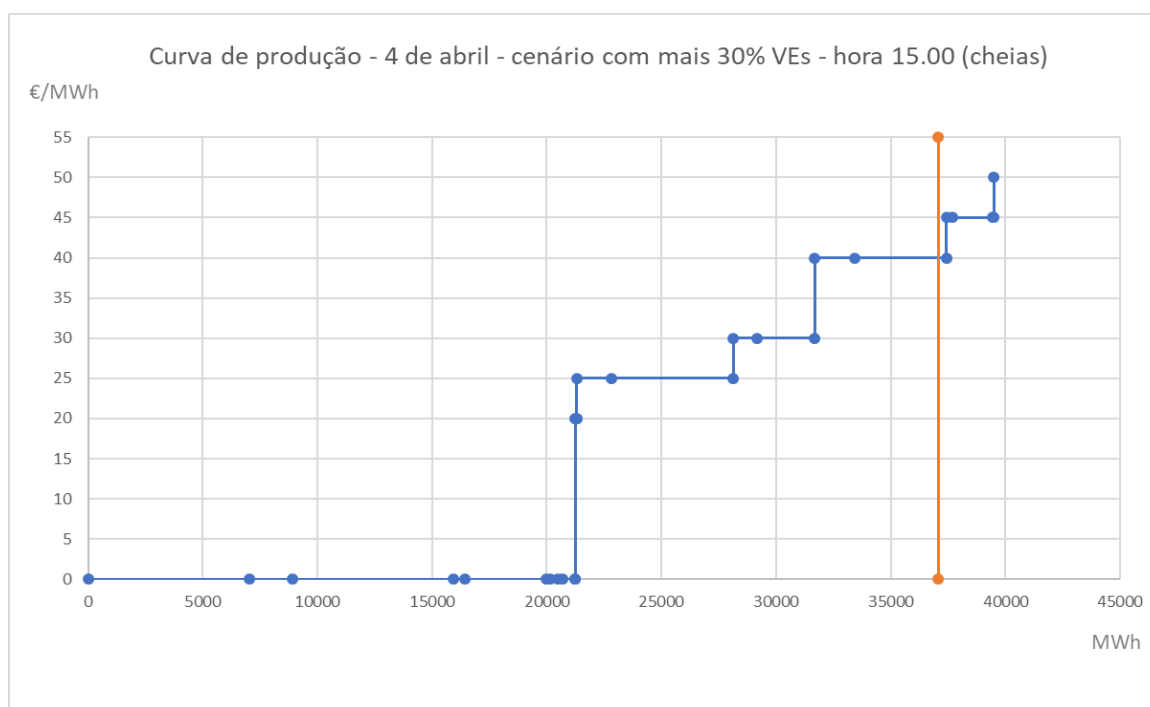


Figura 5.20 - Curva de produção do CMaisVEs para a hora 15.00 (cheias) do dia 4 de abril de 2030.

O preço para a hora 15.00 do dia 4 de janeiro de 2030 será 40,00 €/MWh. Comparativamente ao CBase, ocorreu um aumento do preço de mercado de 10,00 €/MWh. Neste caso, não foi necessário aumentar a percentagem de utilização das centrais de ciclo combinado, já que a produção verificada no CBase era suficiente para alimentar esta nova carga estimada para 2030.

Finalizada a análise da hora 15.00 será apresentada a Tabela 5.28 com os preços verificados para o dia 4 de abril. Os segmentos a verde representam as horas em que ocorreram aumento do preço. A hora 21.00 não é apresentada visto que nesta hora o preço de mercado se mantém inalterado face ao CBase.

Preços dia 4 de abril	
Hora	Preço (€/MWh)
3.00	45,00
15.00	40,00

Tabela 5.28 - Preços obtidos para o CMaisVEs no dia 4 de abril de 2030 organizados pelas horas analisadas.

5.4.4 Dia 4 de julho

Para o dia 4 de julho serão apresentados os gráficos das horas em análise:

- hora 3.00 (vazio) - representa carregamento durante a noite;
- hora 15.00 (cheias) - representa carregamento durante o dia.

A Figura 5.21 representa o gráfico relativo à hora 3.00.

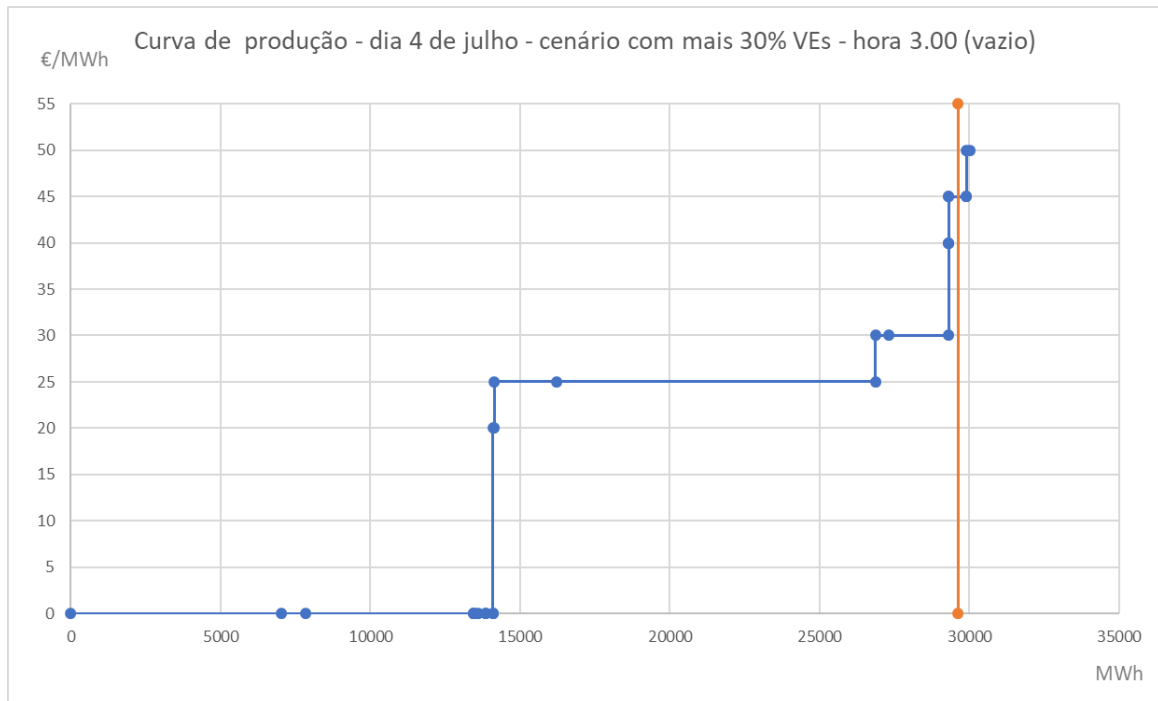


Figura 5.21 - Curva de produção do CMaisVEs para a hora 3.00 (vazio) do dia 4 de julho de 2030.

O preço para a hora 3.00 do dia 4 de julho de 2030 será 45,00 €/MWh. Comparativamente ao CBase, ocorreu um aumento do preço de mercado de 15,00 €/MWh. Este aumento, no entanto, foi acompanhado por um aumento da percentagem de utilização das centrais de ciclo combinado de 15%, para conseguir alimentar esta nova carga. Assim sendo, estas percentagens de utilização das centrais de ciclo combinado passaram de 40% e 25% (Portugal e Espanha, respetivamente), para 55% e 40%.

Em seguida será analisada a hora 15.00, onde será expectável que ocorra, também, um aumento do preço. A Figura 5.22 representa o gráfico relativo à hora 15.00.

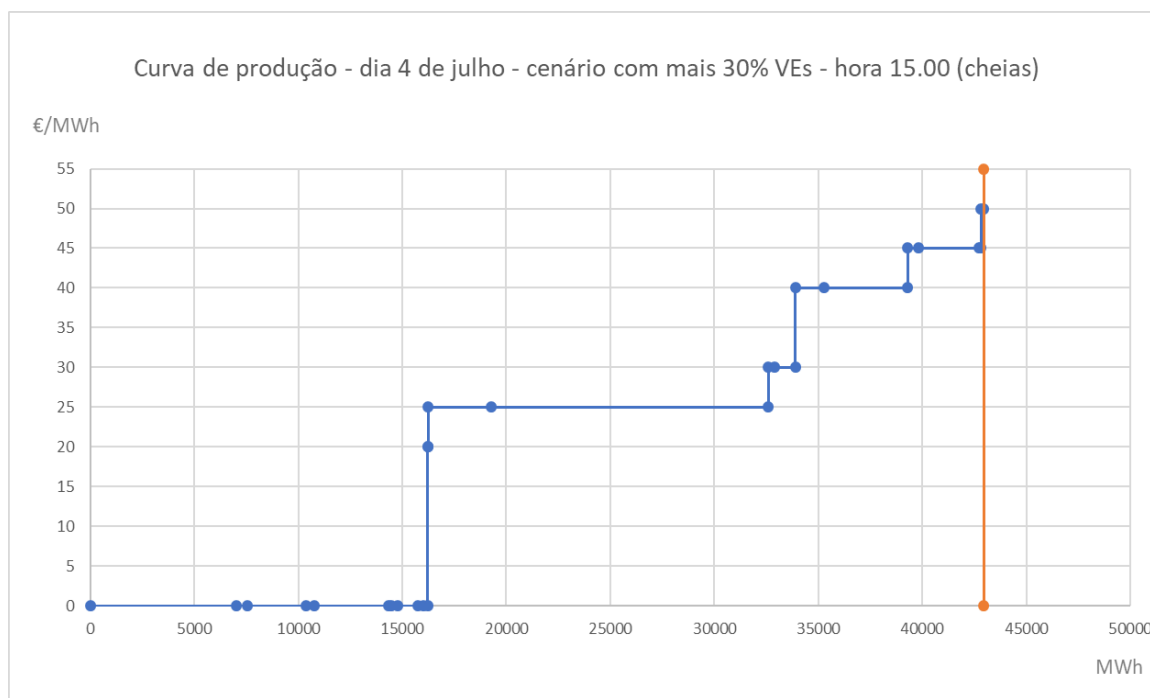


Figura 5.22 - Curva de produção do CMaisVEs para a hora 15.00 (cheias) do dia 4 de julho de 2030.

O preço para a hora 15.00 do dia 4 de julho de 2030 será 50,00 €/MWh. Comparativamente ao CBase, ocorreu um aumento de 5,00 €/MWh. Este aumento, no entanto, foi acompanhado por um aumento da percentagem de utilização das centrais de ciclo combinado de 10%, para conseguir alimentar esta nova carga. Assim sendo, estas percentagens de utilização das centrais de ciclo combinado passaram de 75% e 40% (Portugal e Espanha, respetivamente) para 85% e 50%.

Finalizada a análise da hora 15.00 será apresentada a Tabela 5.29 com os preços verificados para o dia 4 de julho. Os segmentos a verde representam as horas em que ocorreram aumento do preço. A hora 21.00 não é apresentada uma vez que nesta hora o preço de mercado se mantém inalterado face ao CBase.

Preços dia 4 de julho	
Hora	Preço (€/MWh)
3.00	45,00
15.00	50,00

Tabela 5.29 - Preços obtidos para o CMaisVEs no dia 4 de julho de 2030 organizados pelas horas analisadas.

5.4.5 Dia 4 de outubro

Para o dia 4 de outubro serão apresentados os gráficos das horas em análise:

- hora 3.00 (vazio) - representa carregamento durante a noite;
- hora 15.00 (cheias) - representa carregamento durante o dia.

A Figura 5.23 representa o gráfico relativo à hora 3.00.

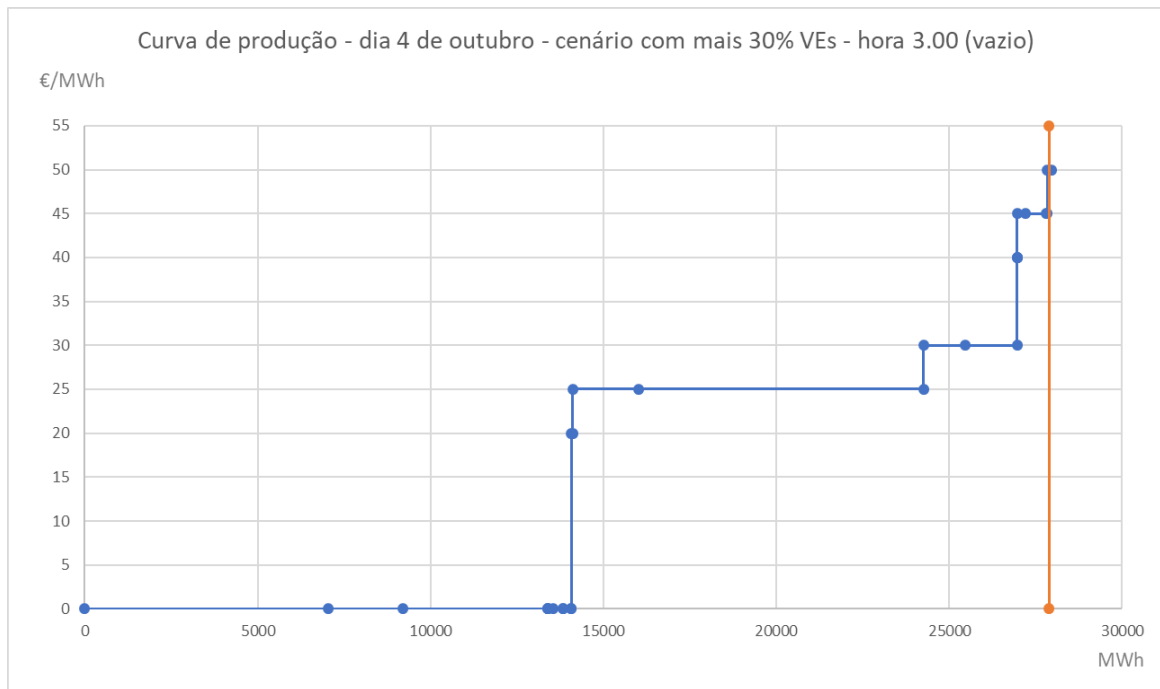


Figura 5.23 - Curva de produção do CMaisVEs para a hora 3.00 (vazio) do dia 4 de outubro de 2030.

O preço para a hora 3.00 do dia 4 de outubro de 2030 será 50,00 €/MWh. Comparativamente ao CBase, ocorreu o maior aumento do preço de mercado, 25,00 €/MWh. Este aumento, no entanto, foi acompanhado por um aumento da percentagem de utilização das centrais de ciclo combinado de 5%, para conseguir alimentar esta nova carga. Assim sendo, estas percentagens de utilização das centrais de ciclo combinado passaram de 40% e 25% (Portugal e Espanha, respetivamente), para 50% e 30%.

Em seguida será analisada a hora 15.00, onde será expectável que ocorra, também, um aumento do preço. A Figura 5.24 representa o gráfico relativo à hora 15.00.

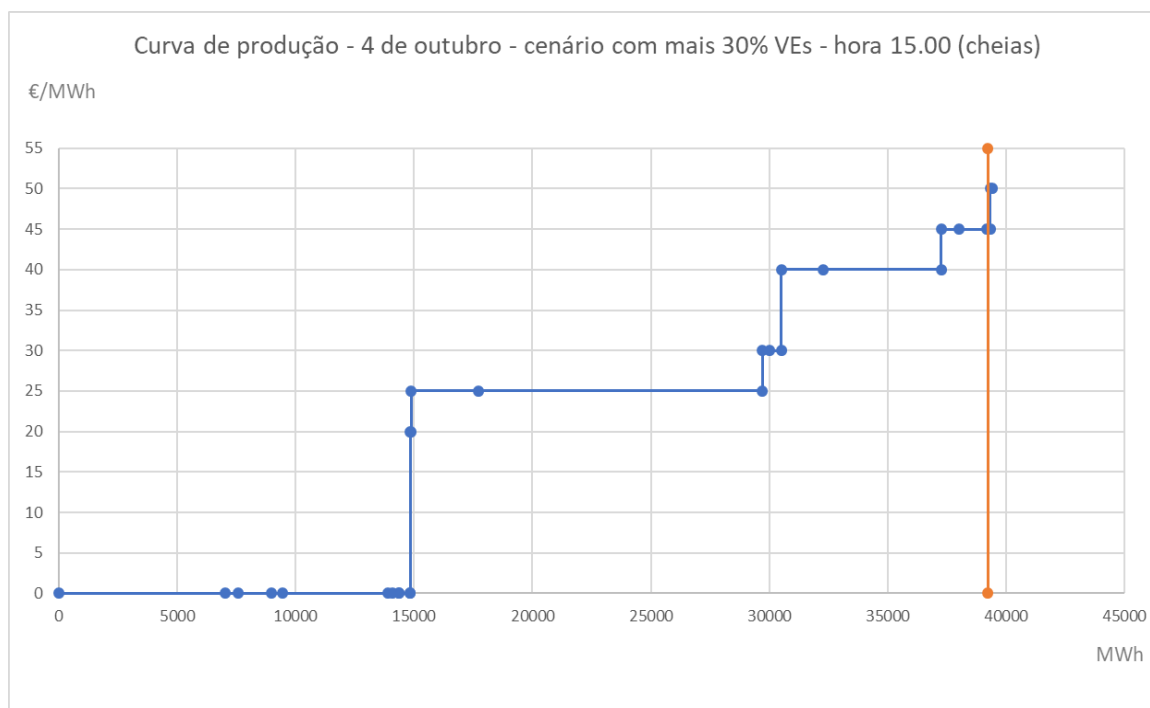


Figura 5.24 - Curva de produção do CMaisVEs para a hora 15.00 (cheias) do dia 4 de outubro de 2030.

O preço para a hora 15.00 do dia 4 de outubro de 2030 será de 45,00 €/MWh. Comparativamente ao CBase, tendo ocorrido um aumento de 5,00 €/MWh. Este aumento, no entanto, foi acompanhado por um aumento da percentagem de utilização das centrais de ciclo combinado de 10%, para conseguir alimentar esta nova carga. Assim sendo, estas percentagens de utilização das centrais de ciclo combinado passaram de 65% e 35% (Portugal e Espanha, respetivamente) para 75% e 45%.

Finalizada a análise da hora 15.00 será apresentada a Tabela 5.30 com os preços verificados para o dia 4 de outubro. Os segmentos a verde representam as horas em que ocorreram aumento do preço. A hora 21.00 não é apresentada visto que o valor do preço de mercado nesta hora se mantém inalterado face ao valor obtido para o CBase.

Preços dia 4 de outubro	
Hora	Preço (€/MWh)
3.00	50,00
15.00	45,00

Tabela 5.30 - Preços obtidos para o CMaisVEs no dia 4 de outubro de 2030 organizados pelas horas analisadas.

5.5 Preço médio anual dos diversos cenários

Por fim, para concluir a análise dos diversos cenários analisados, os preços obtidos em cada um deles foram organizados em tabelas e, posteriormente, foi obtido o preço médio anual em cada cenário considerando o exposto na Secção 4.2.1.

A Tabela 5.31 apresenta os preços obtidos para o CBase e o respetivo preço médio anual considerando o efeito dos sábados e domingos.

Preços cenário base			
dia e mês	hora	preço CBase	Preço médio anual c/ sáb e dom (€/MWh)
04/jan	3.00	45,00	35,82
	15.00	40,00	
	21.00	45,00	
04/abr	3.00	25,00	
	15.00	30,00	
	21.00	30,00	
04/jul	3.00	30,00	
	15.00	45,00	
	21.00	45,00	
04/out	3.00	25,00	
	15.00	40,00	
	21.00	45,00	

Tabela 5.31 - Preços obtidos para o CBase e respetivo preço médio anual com efeito dos sábados e domingos.

Em seguida, é apresentada a Tabela 5.32 que contém os preços obtidos para o CMaisHid e o respetivo preço médio anual considerando o efeito dos sábados e domingos.

Preços cenário com mais 30% hídrica			
dia e mês	hora	preço CBase	Preço médio anual c/ sáb e dom (€/MWh)
04/jan	3.00	45,00	35,11
	15.00	40,00	
	21.00	45,00	
04/abr	3.00	25,00	
	15.00	30,00	
	21.00	30,00	
04/jul	3.00	30,00	
	15.00	40,00	
	21.00	45,00	
04/out	3.00	25,00	
	15.00	40,00	
	21.00	45,00	

Tabela 5.32 - Preços obtidos para o CMaisHid e respetivo preço médio anual com efeito dos sábados e domingos.

Por fim, é apresentada a Tabela 5.33 que contém os preços obtidos para o CMaisVEs e o respetivo preço médio anual considerando o efeito dos sábados e domingos.

Preços cenário com mais 30% Ves			
dia e mês	hora	preço CBase	Preço médio anual c/ sáb e dom (€/MWh)
04/jan	3.00	50,00	43,89
	15.00	45,00	
	21.00	45,00	
04/abr	3.00	45,00	
	15.00	40,00	
	21.00	30,00	
04/jul	3.00	45,00	
	15.00	50,00	
	21.00	45,00	
04/out	3.00	50,00	
	15.00	45,00	
	21.00	45,00	

Tabela 5.33 - Preços obtidos para o CMaisVEs e respetivo preço médio anual com efeito dos sábados e domingos.

Obtidos os preços médios anuais para os 3 cenários estudados, é perceptível que existe uma ligeira diminuição do preço de mercado no cenário CMaisHid, comparativamente ao preço obtido para o CBase. Relativamente ao CMaisVEs, verifica-se um aumento bastante significativo do preço de mercado face ao preço do CBase. De salientar que nas Tabelas 5.31 e 5.33 as

células a verde representam a/as hora/as em que ocorreu alteração no preço de mercado face ao valor obtido para o dia e hora correspondente no CBase. Esta verificação permite concluir que se o ritmo de eletrificação do sector dos transportes for ainda mais intenso que o admitido no cenário CMaisVEs será de esperar a ocorrência de aumentos ainda mais acentuados do preço de mercado face ao agora estimado.

Capítulo 6

Conclusões

O crescente desenvolvimento global a nível tecnológico tem originado um incremento da preocupação pelo meio ambiente e pela constante procura de recursos finitos que o nosso planeta oferece. Por conseguinte, as energias limpas começaram a tornar-se cada vez mais uma temática recorrente, como forma de preservar o meio ambiente e retardar ao máximo o seu colapso em termos de recursos. Assim, as energias renováveis tornaram-se numa fonte de energia que permite reduzir a utilização dos recursos fósseis contribuindo fortemente para a redução das emissões de gases de efeito de estufa.

Com o aumento da penetração das energias renováveis nos mercados de eletricidade, tornou-se necessário estudar o impacto das mesmas ao nível dos preços verificados. Relativamente à capacidade hídrica são várias as questões a responder, tais como: pluviosidade num determinado dia e hora, influência dos aproveitamentos a fio de água e albufeira de acordo com o preço verificado em cada dum destes dois tipos de hídrica.

A partir do ano 2000, o Governo de Portugal realizou uma proposta ao Governo de Espanha, para ambos criarem e desenvolverem um novo mercado regional de energia elétrica, vulgarmente conhecido por MIBEL. Com a criação deste mercado, foi possível estabelecer um equilíbrio dos preços entre ambos os países. Assim sendo, foram criadas as condições para uma integração do MIBEL com os diversos mercados europeus de eletricidade. No MIBEL são realizados inúmeros tipos de contratos de eletricidade, nos quais se realiza a compra e venda de energia em mercados diários e intradiários.

Para esta dissertação foi analisado o impacto que o aumento da capacidade de hídrica instalada teria nos preços da energia elétrica do MIBEL a longo prazo, nomeadamente no ano de 2030. Em primeiro lugar, foram definidos os dias e horas para serem analisados, bem como os cenários a serem estudados. Uma vez que o ano de 2020 não se encontra completo, decidiu-se que os dias a analisar seriam do ano de 2019. De maneira a gerar dados coerentes e robustos, foram analisadas 3 horas (vazio, cheias e ponta) representativas de cada um dos dias analisados sendo estes, por seu lado, representativos das estações do ano, ou seja, um dia de janeiro, abril, julho e outubro. Definidos os dias e horas a serem analisados, foram definidos os cenários a serem estudados. O cenário base, CBase acompanha a evolução do cenário tendencial no

PNIEC espanhol, do PNEC português e do RMSA-E. O cenário considera o aumento de 30% da capacidade hídrica instalada face aos valores também apresentados dos documentos mencionados para o CBase. E finalmente, como complemento e permitindo considerar um outro termo de comparação, criou-se um terceiro cenário com aumento de 30% dos veículos elétricos em circulação de ambos os países, para além dos que são considerados no PNIEC, PNEC e RMSA-E.

Posteriormente, consultou-se o site do OMIE para obter a quantidade de energia negociada para o dia e hora que seriam analisadas referente ao ano de 2019. Em seguida, após organizar todos os dias e horas necessários para análise efetuou-se uma previsão da carga para o ano de 2030, conforme se encontra explicado detalhadamente no Capítulo 4. Após obter a nova carga a ser utilizada para obter o preço para determinado dia e hora, consultou-se o site do centro de informação da REN [19] e o site da demanda da REE [20] para obter os diagramas de carga e definir, assim, as percentagens de utilização das diversas tecnologias de produção de energia elétrica.

Com base nesta informação, foi possível organizar os dados e construir uma tabela para a hora e dia em análise considerando todas as tecnologias de produção, as respetivas percentagens de utilização e energia que se admite produzir. Esta tabela serve de base para construir o gráfico com as curvas de produção e a carga estimada para 2030. A curva agregada da produção é construída por ordem crescente dos preços definidos para cada tecnologia. A interseção desta curva com o segmento de reta vertical que representa a estimativas da carga permite obter o preço de mercado para a hora e dia em análise. Após se realizar esta operação para todos os dias e horas dum determinado cenário, os preços são organizados numa tabela e, são sujeitos a uma média ponderada, que inclui também a influência dos dias de fim-de-semana. Este mecanismo foi explicado detalhadamente no Capítulo 4.

Com os preços médios anuais obtidos para cada cenário, após efetuar o procedimento explicado anteriormente, verificou-se que o cenário com preço médio mais baixo é o cenário CMaisHid, como seria de esperar. Apesar de se aumentar a capacidade dos fios de água e das albufeiras, o facto das albufeiras terem um preço elevado de 45 €/MWh (para evitar a sua utilização desnecessária) somente os fios de água com preço de 0,00 €/MWh (uma vez que não possuem capacidade de armazenamento) contribuem para diminuir o preço de mercado. Assim sendo, e como as percentagens de utilização não são excessivamente altas como verificado no Capítulo 5, o preço do cenário CMaisHid (35,11 €/MWh) é apenas pouco mais reduzido relativamente ao valor obtido para o cenário CBase (35,82 €/MWh).

Relativamente ao cenário CMaisVEs, era expectável que ocorresse um aumento significativo do preço face aos outros dois cenários. A mobilidade elétrica tem sido uma realidade cada vez relevante, e certamente continuará a crescer de forma muito rápida, tendo em conta os incentivos e as medidas implementadas pelos governos dos países que pretendem seguir os Planos Nacionais de Energia e Clima e, assim, atingir a neutralidade carbónica em 2050. O preço médio anual estimado para este cenário foi de 43,89 €/MWh. O facto da carga a alimentar ser superior, cerca de 6300 MWh nas horas de carregamento, faz com que a interseção da curva de produção com o segmento vertical (carga) se realize posteriormente, logo o preço subirá obrigatoriamente. De salientar que este aumento de 30% dos VEs é relativo ao número previsto de VEs para 2030 nos PNEC, PNIEC e RMSA-E.

Por fim, as conclusões obtidas com a realização desta dissertação foram as esperadas apesar da diminuição do preço pela maior capacidade hídrica instalada não ter sido tão acentuada quanto o esperado. Possivelmente o dia em análise representativo dos meses de maior pluviosidade poderá não ter sido o mais indicado e por isso a diferença não ter sido tão notória. Face ao aumento do número de VEs, considerado no cenário CMaisEVs também seria de esperar um aumento significativo do preço, uma vez que o número de veículos elétricos afeta de forma significativa a carga que tinha sido prevista para o ano de 2030. Como tal, o preço médio de mercado estimado para 2030 também aumenta de forma significativa.

Nestas condições, considera-se importante acompanhar ao longo dos próximos anos a evolução do número de VEs de modo a atualizar as estimativas de evolução do preço de mercado promovendo, se necessário, a evolução do parque produtor de modo a procurar mitigar o aumento do preço de mercado a longo prazo.

Referências

- [1] Diretiva 96/92/CE do Parlamento Europeu e do Conselho de 19 de dezembro de 1996 que estabelece regras comuns para o mercado interno de eletricidade. Jornal Oficial nº L027 de 30/01/1997, pp.0020 - 0029.
- [2] Diretiva 2003/54/CE do Parlamento Europeu e do Conselho, de 26 de junho de 2003, que estabelece regras comuns para o mercado interno de eletricidade e que revoga a Diretiva 96/92/CE - Declarações relativas às atividades de desmantelamento e gestão de resíduos.
- [3] <https://www.mibel.com/?mod=pags&mem=detalle&relmenu=40&relcategoria>
- [4] Tomé Saraiva, J. P.; Pereira da Silva, J. L.P.; Ponce de Leão, M. T., “Mercados de Electricidade- Regulação e Tarificação de Uso das Redes”, 2002;
- [5] Descrição do Funcionamento do MIBEL. Disponível em https://www.mibel.com/wp-content/uploads/2018/08/Descricao_Funcionamento_MIBEL_Marco_2009.pdf
- [6] Dissertação: Comportamento dos Preços do MIBEL tendo em conta cenários de aumento de veículos elétricos. Disponível em: <https://repositorio-aberto.up.pt/handle/10216/102494>
- [7] Dissertação: Análise dos Resultados no Mercado Ibérico de Eletricidade no ano de 2015. Disponível em: <https://repositorio-aberto.up.pt/handle/10216/85103>
- [8] OMIE, “Mercado Intradiário” Disponível em: <https://www.omie.es/pt/mercado-de-electricidad>
- [9] Dissertação: Abordagem à Previsão do Preço de Energia Elétrica Via Métodos de Suavização Exponencial. Disponível em: <https://repositorio.ipl.pt/bitstream/10400.21/3211/1/Dissertação.pdf>
- [10] <https://www.omie.es/pt/mercado-de-electricidad>
- [11] http://www.mercado.ren.pt/PT/Electr/InfoMercado/Interlig/Previsao/BibRelAno/Cap20_20.pdf
- [12] <http://gddc.ministeriopublico.pt/sites/default/files/documentos/instrumentos/rar23-2006.pdf>
- [13] https://apambiente.pt/_zdata/Alteracoes_Climaticas/Mitigacao/PNEC/PNEC%20PT_Template%20Final%202019%2030122019.pdf
- [14] <https://www.portugal.gov.pt/download-ficheiros/ficheiro.aspx?v=0eada7c4-4f17-4d13-a879-6700f302b7e0>

- [15] https://www.miteco.gob.es/es/cambio-climatico/participacion-publica/pniec_2021-2030_borradoractualizado_tcm30-506491.pdf
- [16] <https://www.dn.pt/edicao-do-dia/30-abr-2019/veiculos-eletricos-vao-aumentar-40-vezes-em-portugal-ate-2030-chegam-aos-655-mil-10845132.html>
- [17] “Regulamento de Monitorização e da Segurança de Abastecimento do Sistema Elétrico Nacional 2020-2040”, disponível em: <http://www.dgeg.gov.pt/>
- [18] Regulamento Tarifário ERSE, disponível em: <https://www.erse.pt/media/skverzr3/rt-se-consolidado-maio-2020.pdf>
- [19] REN, <https://www.centrodeinformacao.ren.pt/PT/Paginas/CIHomePage.aspx>
- [20] REE, <https://demanda.ree.es/visiona/peninsula/demanda/total>